

**BMU-Studie**  
**„Ökologische Auswirkungen**  
**von 380-kV-Erdleitungen und**  
**HGÜ-Erdleitungen“**

**(03MAP189 Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)**

**Band 1**

**Zusammenfassung der wesentlichen**  
**Ergebnisse**

**Auftraggeber:**

**Bundesministerium für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicher-  
heit**

**Referat KI III 3  
Stresemannstr. 128-130  
10117 Berlin**

**Auftragnehmer:**






**efzn**  
Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

Am Stollen 19A  
38640 Goslar

**Unterauftragnehmer:**



OECOS GmbH  
Bellmannstraße 36  
22607 Hamburg

<b>Auftraggeber:</b>		
	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	Referat KI III 3 Stresemannstr. 128-130 10117 Berlin
<b>Auftragnehmer:</b>		
 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) <u>Projektleiter:</u> Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck <u>Projektkoordination:</u> Ass. jur. Wolfgang Dietze	Am Stollen 19A 38640 Goslar
<b>Forschungsstellen:</b>		
	Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Leibniz Universität Hannover <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann; Dipl.-Ing. M. Mohrmann; Dipl.-Ing. C. Rathke	Appelstraße 9a 30167 Hannover
	Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierrecht der Technischen Universität Clausthal <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer; Ass.jur. Diana Schneider	Arnold-Sommerfeld-Straße 6 38678 Clausthal-Zellerfeld
	Lehrstuhl für Öffentliches Recht, insbesondere Verwaltungsrecht der Georg-August-Universität Göttingen <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Thomas Mann	Platz der Göttinger Sieben 6, 37073 Göttingen
<b>Unterauftragnehmer:</b>		
	OECOS GmbH <u>Bearbeiter:</u> apl. Prof. Dr. Karsten Runge; ; Dipl. Geogr. Philipp Meister; Dipl. Geogr. Elena Rottgardt	Bellmannstraße 36 22607 Hamburg

## **Inhaltsverzeichnis**

1. Hintergrund und Ziel der Studie	1
2. Methodisches Vorgehen	3
3. Kurzfassung der Ergebnisse	5
4. Fazit	17
5. Anhang	18

## **1. Hintergrund und Ziel der Studie**

Aufgrund der wachsenden Einspeisung von Strom aus der Windenergienutzung und anderen erneuerbaren Energien sowie neuer fossiler Kraftwerke an der Küste, aber auch aufgrund des steigenden Stromhandelsvolumens, müssen die deutschen Stromnetze und insbesondere das deutsche Höchstspannungsnetz (220- und 380-kV-Ebene) an die Veränderung der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen angepasst und ausgebaut werden.

Die dena I- und die dena II-Studien sehen bis 2015 bzw. bis 2020 einen erheblichen notwendigen Ausbaubedarf des deutschen Höchstspannungsnetzes, der bis 2015 850km und bis 2020 je nach Übertragungstechnologie zwischen 1500 und 3600km beträgt. Relevant für den realen Ausbau der Höchstspannungsnetze ist allerdings der Netzentwicklungsplan, den die Übertragungsnetzbetreiber bis März 2012 bei der Bundesnetzagentur einreichen müssen. Die Übertragungsnetzbetreiber planen den Netzausbau im Wesentlichen in Form von neuen 380-kV-Drehstrom-Freileitungen. Diese Planungen stoßen auf zum Teil massive Widerstände bei den betroffenen Bürgern und Kommunen sowie Umwelt- und Naturschutzverbänden, die für den Netzausbau erdverlegte Kabel in Drehstrom- oder Gleichstromtechnik fordern. Die derzeitigen Realisierungszeiträume von teilweise mehr als zehn Jahren für Freileitungsprojekte sind vor dem Hintergrund der beschleunigten Energiewende deutlich zu lang.

Vor diesem Hintergrund wurde die vorliegende Studie „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“ im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) vom Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN), Goslar, in Zusammenarbeit mit der OECOS GmbH, Hamburg, von Oktober 2009 bis Ende Dezember 2011 erarbeitet.

Mit der Studie wird das Ziel verfolgt, die verschiedenen technischen Möglichkeiten eines Ausbaus der Höchstspannungsnetze auf Basis der 380-kV-Drehstromübertragung (HDÜ) und der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) vor allem aus Umweltsicht zu beleuchten und zu bewerten. Von besonderer Bedeutung sind dabei die Möglichkeiten der Erdverkabelung im Vergleich zur Freileitungstechnik. Die Darstellung zentraler Wirkungszusammenhänge soll dazu beitragen, die Diskussion über die Umweltwirkungen des Netzausbaus in Deutschland zu versachlichen und nachvollziehbare Bewertungsgrundlagen für die zu wählenden Leitungstechnologien bereitzustellen.

Um dieser Zielsetzung gerecht zu werden, war neben den Betrachtungen zu Natur-, Umwelt- und Landschaftsverträglichkeit auch eine intensive Auseinandersetzung mit den technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Voraussetzungen sowie deren gegenseitigen Abhängigkeiten und Möglichkeiten von der Aufgabenstellung umfasst.



Die Ergebnisse der Studie sollen auf der Basis von Grundlagen und Arbeitshilfen insgesamt einen Beitrag zur Vorbereitung der anstehenden Entscheidungen zur Ausführung des Netzausbaus leisten.

Der Abschlussbericht umfasst vier Bände. Im vorliegenden ersten Band werden die wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen der Studie zusammengefasst. Dem Schwerpunkt der Studie entsprechend gliedern sich die weiteren Teilbände nach den Themenfeldern „Umwelt“ (Band 2), „Technik und Ökonomie“ (Band 3) sowie „Recht“ (Band 4). Die Teilberichte sind inhaltlich soweit als möglich miteinander verbunden.

Antragsteller der Studie war das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN). Das EFZN ist eine wissenschaftliche Einrichtung der Technischen Universität Clausthal in Kooperation mit der Technischen Universität Braunschweig und den Universitäten Göttingen, Hannover und Oldenburg mit Sitz in Goslar. Ziel dieser Forschungseinrichtung ist es, durch eine dauerhafte Kooperation unterschiedlicher technischer und nicht-technischer Wissenschaftsdisziplinen der zunehmenden Komplexität energiebezogener Fragestellungen adäquat begegnen zu können ([www.efzn.de](http://www.efzn.de)).

Die Erstellung der Studie erfolgte durch ein transdisziplinäres Projektkonsortium mit Wissenschaftlern aus den Bereichen Umwelt, Technik und Recht unter Leitung und Koordination des EFZN (Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck; Ass.jur. Wolfgang Dietze).

Die technisch-wirtschaftlichen Fragestellungen wurden für das EFZN durch das Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik / Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Leibniz Universität Hannover (Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann), die rechtlichen Fragestellungen federführend durch das Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht der Technischen Universität Clausthal (Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer) in Kooperation mit dem Institut für Öffentliches Recht, insbesondere Verwaltungsrecht, der Universität Göttingen (Prof. Dr. jur. Thomas Mann) bearbeitet.

Die Untersuchungen zu umweltplanerischen und ökologischen Fragestellungen wurden durch die OECOS GmbH als Unterauftragnehmer des EFZN vorgenommen. Die OECOS GmbH ist ein in Hamburg ansässiges, überregional tätiges Umweltplanungsbüro, das von apl. Prof. Dr.-Ing. Karsten Runge geleitet wird. OECOS befasst sich schwerpunktmäßig mit räumlichen Entwicklungskonzepten, Umweltuntersuchungen sowie der Ausarbeitung von Umweltverträglichkeitsstudien und Sachverständigengutachten auf allen Planungsebenen.

Die Erstellung der Studie wurde von einer projektbegleitenden Arbeitsgruppe aus Vertretern von Bundesumweltministerium, Bundesnetzagentur, Umweltbundesamt, Bundesamt für Naturschutz, Länderbehörden, Netzbetreibern und Herstellern unterstützt, um ein auch von Fachleuten aus der Praxis getragenes Ergebnis zu erzielen.

## **2. Methodisches Vorgehen**

Die Studie hatte zur Aufgabe, durch eine allgemeine Darstellung zentraler Wirkungszusammenhänge aus Umwelt-, technisch-wirtschaftlicher und rechtlicher Sicht dazu beizutragen, nachvollziehbare Bewertungsgrundlagen für die Auswahl geeigneter Stromübertragungstechnologien bereitzustellen. Auftragsgemäß verfolgte die Studie hingegen nicht das Ziel, detaillierte Untersuchungen zu einzelnen Vorhaben des Netzausbaus durchzuführen, um insbesondere nicht in laufende Planungsverfahren einzugreifen. Den Bearbeitern der Studie ist bewusst, dass allgemeine Aussagen zu Umweltauswirkungen, Technologien, Wirtschaftlichkeit oder rechtlichen Fragestellungen keine abschließende Beurteilung erlauben und detaillierte Empfehlungen nur zu konkreten Trassen etwa im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsüberprüfung oder einer Leitung im Netzsystemverbund getroffen werden können. Um trotzdem eine gewisse Vergleichbarkeit einzelner Technologien sicherzustellen, wurden Systemaspekte, d.h. die Fragen nach Vor- und Nachteilen einzelner Technologien für konkrete Anwendungsfälle mit definierten systemischen Rahmenbedingungen ausgeschlossen. Es ist bekannt, dass je nach technischen Rahmenbedingungen eine bei isolierter Betrachtung positive Technologie bei einer konkreten Systemeinbindung Nachteile aufweisen kann, die die ursprüngliche Aussage in Frage stellen können.

### **Methodik der Arbeitsgruppe Umwelt**

Die Umweltwirkungen von Höchstspannungserdkabeln und Höchstspannungsfreileitungen wurden im Teilbericht Umwelt (vgl. Band 2 der Studie) maßgeblich als Ergebnis einer Literatursynopse dargestellt. Mit einer möglichst dichten Zitation der Literaturquellen sollte in dieser Hinsicht ein hohes Maß an Nachvollziehbarkeit sichergestellt werden. Abgesehen von landschaftsökologischer, umweltsplanerischer und umweltrechtlicher Standardliteratur wurden nationale und internationale Quellen zu Erdkabeln und Freileitungen ausgewertet. Hierzu zählten sowohl Forschungsarbeiten und Zeitschriftenveröffentlichungen als auch Umweltverträglichkeitsstudien aus abgeschlossenen und laufenden Zulassungsverfahren. Aufgrund einer bisher erst geringen Realisierung von Erdkabelleitungen auf der Höchstspannungsebene wurden auch Darstellungen aus Drehstromkabelprojekten anderer Spannungsebenen und Darstellungen aus vergleichbaren Projekten, wie z.B. Erdgasleitungen (bezüglich der Umweltwirkungen in der Bauphase) mitverwendet.

## **Methodik der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie**

In den Teilberichten zu den Ergebnissen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen der AG Technik/Ökonomie (vgl. Band 3 der Studie) wurden zunächst verschiedene für den Ausbau der Höchstspannungsnetze zur Verfügung stehende Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungssysteme beschrieben und ihre wichtigsten technischen Eigenschaften vorgestellt. Darauf aufbauend wurden die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) in den Ausführungen als Freileitung und als VPE-Erdkabel sowie die selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung mit Gleichspannungszwischenkreis (VSC-HGÜ) mit VPE-Erdkabeln für verschiedene Übertragungsleistungen, Leitungslängen und Mastausführungen bzw. Kabelgrabenprofilen anhand technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Kriterien miteinander verglichen und bewertet. Des Weiteren wurden zum einen die magnetischen und elektrischen Felder für typische Anordnungen der verschiedenen Übertragungssysteme und für unterschiedliche Übertragungsleistungen und -spannungen berechnet und miteinander verglichen. Zum anderen wurden die aus thermischer Sicht maximal möglichen Übertragungsleistungen von Drehstrom- und Gleichstromkabelsystemen sowie die bei einer bestimmten maximalen Übertragungsleistung im Erdboden entstehenden Temperaturverteilungen bestimmt. Dabei wurde der Einfluss von unterschiedlichen thermischen Erdbodenwiderständen, thermischen Bettungsmaterialien und Schutzrohren analysiert.

## **Methodik der Arbeitsgruppe Recht**

Im rechtlichen Bereich (vgl. Band 4 der Studie) wurde das Zusammenspiel der einzelnen Regelungen und Verfahren für die Durchführung von Netzausbauvorhaben auf der Höchstspannungsebene wie auch deren konkrete Ausgestaltung und Anwendung überprüft. Untersucht wurden sowohl der generelle Rechtsrahmen für den Ausbau der Höchstspannungsnetze als auch die speziellen Fragen von Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen.

Der geltende Rechtsrahmen wurde in vier Regelungsebenen strukturiert:

- Ermittlung des Netzausbaubedarfs
- Festlegung von Trassenkorridoren (in der Regel durch Raumordnungsverfahren, zukünftig auch Bundesfachplanung)
- Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (in der Regel durch Planfeststellungsverfahren)
- Kostenanerkennung in der Anreizregulierung (in der Regel durch Genehmigung von Investitionsbudgets).

Arbeitsgrundlagen der Arbeitsgruppe Recht waren zunächst Literatur und Rechtsprechung zu den einschlägigen Rechtsvorschriften. Daneben wurden Gespräche mit Vertretern von Übertragungsnetzbetreibern, Planungsbehörden, Genehmigungsbehörden sowie der Bundesnetzagentur zu den Erfahrungen bei abgeschlossenen oder laufenden Netzausbauvorhaben geführt. Berücksichtigt wurden außerdem sonstige verfügbare Informationen zur Verwaltungspraxis wie etwa Positionspapiere. Einbezogen wurden auch Erfahrungen mit dem Netzausbau in der Schweiz und Österreich.

In Absprache mit dem Auftraggeber wurde die Untersuchung des Landesrechts im Regelfall auf die Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg beschränkt. Thüringen wurde infolge des den Naturpark Thüringer Wald querenden EnLAG-Pilotvorhabens, das auf eine Erprobung der Teilverkabelung unter den besonderen geographischen Bedingungen einer Mittelgebirgslandschaft abzielt, teilweise zusätzlich in den Blick genommen.

### **3. Kurzfassung der Ergebnisse**

#### **Bericht der Arbeitsgruppe Umwelt**

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die Darstellungen im Teilbericht Umwelt einmal für Erdkabel (Kap. 2), ein anderes Mal für Freileitungen (Kap. 3) nach dem Schutzgüterkatalog des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG § 2) gegliedert. Auftragsgemäß münden dabei die im Textteil des Teilberichts ausführlich dargelegten Umweltsachverhalte in eine tabellarische Orientierungshilfe ein, die in einem vorgelagerten Planungsstadium eine Entscheidung zwischen Erdkabel einerseits und Freileitung andererseits erleichtern soll (vgl. Anhang I).

Zusammenfassend können folgenden Ergebnisse festgehalten werden:

Menschliche Gesundheit: Hinsichtlich menschlicher Gesundheit stehen die magnetischen Felder von Erdkabeln und die elektrischen und magnetischen Felder von Freileitungen im Mittelpunkt der umweltorientierten Betrachtung. Nach der 26. BImSchV 1996 (§ 3 Anhang) liegt der Immissionsgrenzwert der magnetischen Flussdichte in Deutschland bei 100  $\mu\text{T}$  (50 Hz) und gilt für alle Orte, an denen Menschen sich dauerhaft aufhalten können. Epidemiologische Untersuchungen weisen zwar darauf hin, dass Wirkungen unterhalb dieses Grenzwertes möglich sind, Ursache-Wirkungsbeziehungen gelten jedoch aktuell als nicht nachweisbar, so dass die Strahlenschutzkommission keine Verschärfung der 26. BImSchV empfiehlt. Vor dem Hintergrund bestehender Wissensunsicherheiten werden die Grenzwerte sowohl in einigen Bundesländern als auch vereinzelt im Ausland mit hohen Vorsorgemargen versehen. In der Schweiz gilt z.B. ebenfalls 100  $\mu\text{T}$  als Grenzwert. Darüber hinaus wird

jedoch in der Schweiz ein zweiter Grenzwert von 1  $\mu\text{T}$  für die Dauerexposition an sensiblen Orten definiert. In Bremen (2004) empfiehlt der Senator für Arbeit, Frauen, Gesundheit, Jugend und Soziales in Daueraufenthaltsbereichen sogar die Einhaltung von 0,3  $\mu\text{T}$  bei Hochspannungsleitungen<sup>1</sup>. Die von einem Nahbereich abgesehen vergleichsweise geringen Magnetfeld- und unbeachtlichen Elektrofeldimmissionen durch Erdkabel machen den Einsatz der Erdkabeltechnologie auf Höchstspannungsebene als Alternative zu Freileitungen unter Vorsorgegesichtspunkten besonders interessant. Das EnLAG erkennt innerhalb eines Abstands von 400 m zu Wohngebäuden im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich gem. § 34 BauGB (falls vorwiegend Wohnnutzung) sowie innerhalb eines Abstands von 200 m zu Wohngebäuden im Außenbereich gem. § 35 BauGB eine besondere Betroffenheit durch Freileitungen. Das Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen (2008) stellt innerhalb dieser Abstände auf Neutrassen die Verlegung von Erdkabeln als Ziel fest, wobei dies mit Wohnumfeldgesichtspunkten und nicht mit Gesichtspunkten der menschlichen Gesundheit begründet wird.

Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt: Das Naturschutzrecht sieht traditionelle Schutzgebietssysteme, die Unterschutzstellung bestimmter Biotop sowie den speziellen Artenschutz als ein komplexes Reglement zur Vermeidung der Beeinträchtigung von schutzwürdigen Tieren, Pflanzen und der Inanspruchnahme von Biotopen durch den Bau und den Betrieb von Stromleitungstrassen vor.

Die Avifauna ist insbesondere durch die Anlage von Freileitungstrassen für die Dauer der Betriebsphase gefährdet. Bei Erdkabeln ergibt sich eine besondere Gefährdung für bodenlebende Tier- und Pflanzenarten v.a. während der Bauphase. Eingriffe durch Trassenfreihaltung sind bei Erdkabeln aufgrund geringerer Trassenbreite in Gehölzen geringer als bei Freileitungen. Für die meisten Tier- und Pflanzenartengruppen können allgemeine Hinweise auf mögliche Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen für Beeinträchtigungen durch Bau und Betrieb von Höchstspannungsleitungen gegeben werden. Streng geschützte Gebiete wie Naturschutzgebiete, Nationalparke, FFH-Gebiete, Biosphärenreservate (Zone 1+2), RAMSAR-Gebiete und gesetzlich geschützte Biotop gem. § 30 BNatSchG sollten möglichst nicht in Anspruch genommen werden. Dies gilt prinzipiell auch für weniger streng geschützte Gebiete wie Landschaftsschutzgebiete, Biosphärenreservate (Zone 3) und Naturparke.

Unter den schutzwürdigen Biotopen sind insbesondere Feuchtgebiete (Hoch- und Niedermoore, Sümpfe, rezente Auen, Gewässerufer) sowie Trockenrasen und spez.

---

<sup>1</sup> Die weltweit sehr unterschiedlichen Grenzwerte, Vorschriften und Empfehlungen zum Schutz der Bevölkerung vor niederfrequenten und statischen elektrischen und magnetischen Feldern wurden als Vorarbeit zu dieser Studie vom ECOLOG-Institut, Hannover, zusammengestellt (vgl. Neitzke u. Osterhoff).

Grünlandstandorte mit Gefährdungsstatus 1-2 für Erdkabelverlegung aufgrund unterschiedlicher Faktoren nicht geeignet. Für Freileitungstrassen ergeben sich aufgrund der 40 m bis über 70 m (Spannfeldmitte) breiten Schutzstreifen hohe Konflikte bei Gehölzbiotopen, insbesondere bei solchen mit Gefährdungsstatus 1-2 (v.a. großräumige Misch- und Laubwaldbiotope).

Boden: Die Verlegung von Erdkabeln im Untergrund kann v.a. in der Bauphase zu Beeinträchtigungen der Bodenfunktionen auf dem Wege der Bodenverdichtung, der Störung des Bodengefüges und des Bodenwasserhaushaltes führen. Die Anlage und der Betrieb von Höchstspannungskabeln können sich v.a. hinsichtlich potenzieller Erwärmung und Austrocknung in ggf. langen Belastungsphasen nachteilig auf den Boden auswirken. Maßgeblich für das Risiko des Auftretens von Situationen mit einer starken Bodenerwärmung ist die technische Auslegung des jeweiligen Höchstspannungskabels sowie die Art seiner thermischen Bettung.

Wasser: Im Zuge von Erdkabelverlegungen sind mögliche baubedingte Auswirkungen auf das Grundwasser und auf ggf. indirekt beeinflusste Oberflächengewässer zu beachten. Dies gilt insbes. bei Feuchtgebieten mit hoch anstehendem Grundwasser oder Gebieten mit gespannten Grundwasserleitern, die für die Zeit der Kabelverlegung eine aktiv herbeigeführte Grundwasserabsenkung erfordern und unbeabsichtigt drainiert werden könnten. Irreversible Schädigungen durch Erdkabelverlegung lassen sich i. Allg. durch bauliche Vorsorgemaßnahmen (umsichtige Wasserhaltung, korrekter Rückbau der Bodenschichtung) ausschließen.

Bei Freileitungen kann es bau- und anlagebedingt zu kleinräumigen und lokalen Auswirkungen an den Maststandorten auf das Grundwasser kommen.

Luft und Klima: Während der Bauphase können sowohl bei Erdkabeln als auch bei Freileitungen erhöhte Abgas- und, bei langanhaltender Trockenheit, Staubemissionen in Folge des Einsatzes von Fahrzeugen und Baumaschinen entstehen, die jedoch keine nachhaltigen und negativen Veränderungen auf die klimatischen Verhältnisse haben.

Bei Freileitungen kommt es in der Betriebsphase bei bestimmten Witterungen zu geräuschhaften Koronaentladungen und damit zu einer Ionisierung von Luftmolekülen. Verschiedentlich wird eine verstärkte Entwicklung von Oxidantien wie z.B. Ozon und Stickoxiden mit Koronaentladungen in Verbindung gebracht.

Landschaft: Bei Erdkabeln verbleibt nach der Bauphase in Gebüsch und Wäldern eine Schneise von 12 m bis 25 m Breite. Im Offenland ist die Trasse ein Jahr nach Fertigstellung aus der Perspektive des Durchschnittsbetrachters nicht mehr zu erkennen.



Als Nebenbauwerke sind ggf. Muffenbauwerke, Schachtbauwerke, Umrichtstationen und Kabelübergangsanlagen zu beachten.

Freileitungsmasten und die sie verbindenden Leiterseile stellen weithin sichtbare Objekte in der Landschaft dar, die visuell im Allgemeinen als störend und in ihrer Reihung als landschaftszerschneidend empfunden werden. Zur Beurteilung der Wirkung von Freileitungen auf das Landschaftsbild werden üblicherweise Beeinträchtigungszonen unterschieden. In der Studie wird zum Abgleich mit der Bewertungspraxis an Windenergieanlagen ein Zonierungsmodell mit heran gezogen, welches in der Windparkplanung breite Praxisrelevanz gewonnen hat.

Kulturgüter und sonstige Sachgüter: Mit den Bauarbeiten für Erdkabel oder Freileitungstrasse können Kulturdenkmäler, insbesondere archäologische Denkmäler, gefährdet sein. Durch die Anlage einer Freileitung kann es in der Nähe von Kulturdenkmälern, bspw. Kirchen, zu visuellen Beeinträchtigungen kommen, die nach Möglichkeit bereits in der Planung ausgeschlossen werden.

### **Bericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie**

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass alle in den einzelnen Teilberichten der AG Technik/Ökonomie vorgestellten Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungssysteme bewährte Technologien darstellen und grundsätzlich im Höchstspannungsnetz einsetzbar sind. Es bestehen aber Unterschiede in Bezug auf ihre technische, betriebliche und wirtschaftliche Bewertung (vgl. auch die tabellarische Auswertung in Band 3, Teil V der Studie). Dabei muss stets darauf hingewiesen werden, dass bei Übertragungsleitungen in der HÖS-Ebene sowohl die technische als auch die wirtschaftliche Auslegung immer maßgeblich vom konkreten Projekt, den betrieblichen Anforderungen und seinen speziellen Randbedingungen (z. B. Übertragungsleistung, Trassenlänge, Leitungsauslastung, Bodenverhältnisse, Querungen, Kupfer-/Aluminiumpreise, etc.) abhängt. Ein sinnvoller Vergleich der unterschiedlichen zur Verfügung stehenden Technologien ist damit immer nur unter Bezugnahme auf die der Auslegung zugrunde gelegten Annahmen möglich. Darüber hinaus müssen immer auch die Systemaspekte, d. h. die Auswirkungen der unterschiedlichen Übertragungssysteme auf das Verbundnetz und dessen Systemverhalten mit untersucht werden. Dies war jedoch auftragsgemäß nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Die Drehstrom-Freileitung ist mit einem Anteil von mehr als 99,7 % (Stand Ende 2008) der Stromkreislänge in der Höchstspannungsebene das in Deutschland meistverbreitete Übertragungssystem. Sie wird seit 1952 für eine Betriebsspannung von 380 kV eingesetzt. Dementsprechend liegen hier auch die meisten Betriebs- und Langzeiterfahrungen vor. Drehstrom-VPE-Kabel werden in der Höchstspannungs-

ebene seit 1986 und bislang nur auf verhältnismäßig kurzen Strecken ( $\leq 22$  km) in hauptsächlich großstädtischen Netzen eingesetzt. Dementsprechend verfügen die Netzbetreiber über relativ geringe Betriebs- und Langzeiterfahrungen mit dieser Technik. Beide Übertragungstechniken gelten als ausgereift. Es werden keine größeren Entwicklungssprünge in der nächsten Zeit erwartet.

Die selbstgeführte VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln stellt eine vergleichsweise neue Technik dar, die erst seit 2002 und auch weltweit bisher nur auf wenigen Strecken als Punkt-zu-Punkt-Verbindung (z. B. Netzanschluss Offshore-Windpark BorWin) eingesetzt wird. Ein Einsatz im stark vermaschten Verbundnetz ist bisher noch nicht erfolgt, so dass entsprechende Betriebs- und Langzeiterfahrungen fehlen.

Der prinzipielle Vergleich der Drehstrom-Freileitung mit dem Drehstrom-Kabel zeigt, dass in der HÖS-Ebene technische, betriebliche und wirtschaftliche Vorteile der Freileitung gegenüber dem Kabel bestehen. Die Drehstrom-Freileitung zeichnet sich im Vergleich insbesondere durch ihre höhere Verfügbarkeit, Übertragungsleistung und Nutzungsdauer ( $> 80$  Jahre) sowie ihre nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung und höhere Überlastbarkeit aus. Die Freileitung besitzt einen einfachen, aber aufgrund der großen Isolationsabstände breiten und hohen Aufbau mit Masthöhen von ca. 54 m und einen Schutzstreifen von bis zu ca. 70 m Breite in der Spannfeldmitte. Sie kann vergleichsweise einfach und kostengünstig errichtet werden und zeigt ein hohes Maß an Flexibilität, z. B. bei der Anpassung an die Landschaft oder bei der Querung von Verkehrswegen, Flüssen oder kleineren Seen, die in der Regel überspannt werden können. Die Nutzungsdauer verlängernde Maßnahmen können schnell und leicht durchgeführt werden.

Aufgrund der umfangreichen Tiefbauarbeiten und des komplexeren Kabelaufbaus ist die Legung von Drehstrom-Kabelsystemen aufwändiger und teurer als die Errichtung von Freileitungen. Es sind Schwertransporte für die Kabeltrommeln (ca. 40 t Trommelgewicht) erforderlich. Das Bettungsmaterial und der Aushub müssen an- und abtransportiert werden. Die Querung von Gewässern, Bundesstraßen oder Autobahnen erfolgt meist in geschlossener Bauweise mit Hilfe von Bohrpress- oder Horizontalbohrverfahren. Eine erhebliche Kostensteigerung tritt ein, wenn aufgrund der geringeren Übertragungsleistung der Kabel ein paralleles Kabelsystem gelegt werden muss, um die Übertragungsleistung eines Freileitungssystems zu erreichen.

Das Übertragungsverhalten der Drehstrom-Kabel wird durch den gegenüber einer Drehstrom-Freileitung um den ca. 17-fach höheren Kapazitätsbelag geprägt, welcher im Wesentlichen aus dem gedrungenen Aufbau mit einem Kabeldurchmesser von ca. 14,2 cm für ein 380-kV-Kabel mit einem Kupfer-Querschnitt von  $2500 \text{ mm}^2$  und aus den elektrischen Eigenschaften des festen Isolierstoffes VPE resultiert. Dies führt da-



zu, dass Drehstrom-Kabel ohne Kompensationsmaßnahmen, welche schon ab wenigen zehn Kilometern unvermeidbar sind, technisch nicht für die Übertragung großer Leistungen über große Entfernungen geeignet sind. Soll der Einsatz von Drehstrom-Kabelsystemen dessen ungeachtet erfolgen, so ist eine regelmäßige Aufstellung von Kompensationsanlagen unerlässlich. Hierdurch entstehen ein zusätzlicher technischer und finanzieller Aufwand und Platzbedarf sowie zusätzliche Verluste. Auf den Netzbetrieb wirkt sich insbesondere die gegenüber einer Freileitung niedrigere Impedanz der Kabel aus. Diese führt zu einer im Vergleich mit dem Netzausbau mit Freileitungen höheren Kurzschlussleistung und damit höheren Kurzschlussströmen im Fehlerfall. Zum anderen kann der Einsatz von Drehstrom-Kabeln in einem freileitungsdominierten HÖS-Netz ohne den Einbau von Anpassungs-Drosselspulen zu einer deutlichen Verschiebung des Leistungsflusses im Netz und damit zu einer wesentlichen Mehrbelastung der Kabel und ungewollten und unwirtschaftlichen Entlastung der anderen Leitungen führen.

Freileitungen sind atmosphärischen Störungen ausgesetzt, die, wie auch andere vorübergehende Einwirkungen, zu Kurzschlüssen führen können, die sich über Lichtbögen ausbilden. Durch kurzzeitiges Ab- und anschließendes Wiedereinschalten (AWE) des betreffenden Leiters können die Lichtbogenkurzschlüsse zum Verlöschen gebracht werden, ohne dass dadurch die Energieversorgung dauerhaft beeinträchtigt wird oder ein bleibender Schaden entsteht. Die umgebende Luft stellt selbstheilend die Isolation wieder her. Bei Fehlern in Kabeln kann die AWE nicht angewendet werden, da ein Kurzschluss auf einem Kabel stets zu einer lokalen Zerstörung des Isoliersystems der betroffenen Leiter führt. Die Fehlersuche und die Reparatur der betroffenen Leiter sind aufwendig und können in ungünstigen Fällen mehrere Wochen (> 25 Tage) in Anspruch nehmen. Die Nichtverfügbarkeit eines Drehstrom-Kabelsystems ist damit trotz der geschützteren Legung im Erdboden erheblich höher als bei Freileitungen.

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Drehstrom-Freileitungen und –Kabeln ergab für die im Rahmen dieser Studie untersuchten Varianten in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Übertragungsleistung Mehrkosten der Drehstrom-Kabel gegenüber den Drehstrom-Freileitungen mit Kostenfaktoren im Bereich von 2,8 bis 4,2. Dafür sind die Gesamtkosten mit den Investitionskosten und den mit der Barwertmethode abgezinsten jährlich anfallenden Betriebskosten berechnet worden.

Vergleicht man die VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln mit der HDÜ-Technik mit Freileitungen oder Kabeln, so sind die folgenden Vorteile der VSC-HGÜ-Technik gegenüber der HDÜ-Technik zu nennen. Dies sind die spannungsstützenden Eigenschaften, die durch eine in weiten Grenzen einstellbare Blindleistungsbereitstellung

an beiden Enden der VSC-HGÜ möglich sind, der geringe Längsspannungsabfall und die geringere Trassenbreite sowie die Möglichkeit der Steuerung des Leistungsflusses.

Dabei ist eine ständige und zuverlässige Leistungsregelung erforderlich, während im Drehstromnetz eine automatische Leistungsflussaufteilung erfolgt. Nachteilig wirken sich bei der HGÜ ihre geringere Verfügbarkeit, der ungenügende Beitrag zur Spannungsstützung im Fehlerfall, die höheren Verluste und die höheren Investitionskosten sowie die aufwändige Leistungsauskopplung aus, bei der zusätzliche Konverterstationen und bislang auf dieser Spannungsebene nicht verfügbare Gleichstromleistungsschalter erforderlich werden. Zu betonen ist aber, dass die VSC-HGÜ eine im Vergleich zur HDÜ (60 Jahre Betriebserfahrung mit 380-kV-Freileitungen und ca. 25 Jahre mit 380-kV-VPE-Kabeln) vergleichsweise junge Technik ist. Es ist zwar bislang noch kein VSC-HGÜ-Projekt mit einer Gleichspannung von  $\pm 320$  kV in Betrieb, doch hat die Umsetzung dieser Projekte (z. B. Netzanschluss 800-MW-Offshore-Windpark DolWin) begonnen. Es ist damit zu rechnen, dass weitere Verlustreduzierungen, Erhöhungen der Übertragungsleistungen durch höhere Gleichspannungen und eine Reduzierung der Nichtverfügbarkeit mit der Weiterentwicklung der VSC-HGÜ-Technik möglich sind.

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich von Drehstrom-Freileitungen und -VPE-Kabeln mit der VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln ergab für die untersuchten Varianten Kostenfaktoren der VSC-HGÜ-Technik mit Kabeln gegenüber der Drehstrom-Freileitung, die in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Übertragungsleistung im Bereich von 8,8 bis 2,1 und gegenüber dem Drehstrom-VPE-Kabel im Bereich von 3,1 bis 0,5 liegen. Dabei zeigte sich, dass sich die Kostenfaktoren mit steigender Trassenlänge verringern und die VSC-HGÜ-Technik mit Kabeln für die hier untersuchten Varianten in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung ab Längen von 130-280 km wirtschaftlicher wird als die HDÜ-Technik mit VPE-Kabeln.

Die Untersuchung der entstehenden elektromagnetischen Felder zeigte, dass bei allen untersuchten Übertragungssystemen durch eine geeignete Wahl der geometrischen Anordnung der Leiterseile untereinander und zum Erdboden bzw. durch die Anordnung der Kabel im Erdboden die bestehenden gesetzlichen Grenzwerte der 26. BImSchV auch im direkten Nahbereich und bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung im Normalbetrieb eingehalten werden können.

Drehstrom-Erdkabel besitzen kein äußeres elektrisches Feld. Die magnetischen Felder nehmen mit steigendem seitlichen Abstand zur Leitungstrasse etwas schneller ab als die der Freileitungen. Allerdings sind die maximalen magnetischen Flussdichten bei gleicher Leistungsübertragung und Spannung für die untersuchten Leitungsanord-

nungen um wenigstens 22 % höher als die der Freileitung in den jeweils relevanten Aufpunkten entsprechend der 26. BImSchV.

Die magnetische Flussdichte von Kabeln kann durch einen geringeren Kabelabstand oder technische Kompensationseinrichtungen (z. B. Kompensationsleiter) verringert werden. Hierbei ergeben sich jedoch Nachteile, wie eine schlechtere Wärmeabfuhr und damit eine verringerte Übertragungsleistung, Zusatzverluste und zusätzliche Investitionskosten. Bei Freileitungen ergeben sich die maximalen elektrischen und magnetischen Felder in der Regel in der Spannfeldmitte, in Richtung der Maste werden sie deutlich kleiner. Durch eine Reduzierung des Seildurchhangs können die maximalen elektrischen und magnetischen Felder reduziert werden.

Die VSC-HGÜ mit Kabel ist im Hinblick auf die elektromagnetischen Felder insgesamt am günstigsten zu beurteilen, da diese zum einen durch die metallische Schirmung der Kabel kein äußeres elektrisches Feld besitzt und zum anderen aufgrund der Verwendung von Gleichstrom nur ein statisches Magnetfeld auftritt, das maximal im Bereich der in Deutschland auftretenden magnetischen Flussdichte des Erdmagnetfeldes liegt.

Die maximal übertragbare Leistung von HDÜ- und HGÜ-Kabelsystemen hängt entscheidend vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand, der Wahl des Leiterquerschnitts, der Kabellegeart und dem geometrischen Aufbau des Kabelgrabenprofils ab. Falls der Erdboden in einem Bereich der Trasse einen zu großen Wert für den thermischen Widerstand aufweist, und die Gefahr der Entstehung eines Hot-Spots besteht, können durch den Einsatz eines thermischen Bettungsmaterials die thermischen Eigenschaften des Erdbodens aufgewertet werden. Der Austausch des die Kabel umgebenden Erdbodens gegen thermisch stabilisierte Bettungsmaterialien kann bei der Drehstromübertragung zu Leistungssteigerungen von bis zu 21 Prozent führen. Im Vergleich zur Kabellegung im Schutzrohr wird eine Steigerung von 22 Prozent erreicht. Mit derselben Maßnahme sind bei den untersuchten HGÜ-Kabelgrabenprofilen Leistungssteigerungen von bis zu 18,5 Prozent möglich. Andererseits würden sich durch das Einbringen der thermisch stabilisierten Bettungsmaterialien bei gleichen Übertragungsleistungen geringere Leiter- und Erdbodenerwärmungen einstellen. Höherwertige Bettungsmaterialien bringen weitere Verbesserungen des thermischen Verhaltens. Eine Kabellegung in Schutzrohren wirkt sich hingegen negativ auf die resultierende Übertragungsleistung aus. Hohe Abstände zwischen den Kabeln bzw. den Kabelsystemen sind für das thermische Verhalten generell günstig, haben aber ihrerseits eine negative Auswirkung auf die Größe der magnetischen Felder (s. o.).

Der Einsatz der HGÜ-Technik im stark vermaschten deutschen und europäischen Übertragungsnetz erscheint nach heutigem Stand der Technik aufgrund der genann-

ten Betriebseigenschaften, dem zusätzlichen Aufwand für die Leistungsauskopplung, den noch fehlenden Gleichstrom-Leistungsschaltern und der wirtschaftlichen Nachteile gegenüber der HDÜ mit Freileitungen und bei kürzeren Strecken (für die hier untersuchten Varianten < 130-280 km) auch gegenüber der HDÜ mit Kabeln aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nachteilig.

Die HGÜ-Technik sollte dort eingesetzt werden, wo sie ihre technischen Vorteile gegenüber der Drehstromtechnik ausspielen kann. Anwendungsgebiete sind die Kupplung asynchroner Netze sowie die Energieübertragung über sehr große Entfernungen, wie z. B. als Seekabelverbindung, beim Netzanschluss von weit auf See liegenden Offshore-Windparks oder auch im Rahmen eines deutschen oder europäischen Overlay-Netzes zur großräumigen Energieübertragung zwischen Erzeugungsschwerpunkten, wie z. B. der deutschen Nordseeküste/Großraum Hamburg mit den zukünftigen Offshore-Windparkeinspeisungen, und Verbrauchsschwerpunkten, wie z. B. den Großräumen Frankfurt, Stuttgart, etc. Dabei sollten in der Planung aus wirtschaftlichen Gründen neben Lösungen mit einer VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln auch Lösungsmöglichkeiten mit einer VSC-HGÜ mit Freileitungen untersucht werden.

### **Bericht der Arbeitsgruppe Recht**

Festzuhalten ist aus rechtlicher Sicht zunächst, dass der Rechtsrahmen einer Erdverkabelung, sowohl in Drehstrom- als auch in Gleichstromtechnik, auf der Höchstspannungsebene enge Grenzen setzt. Diese Grundentscheidung wurde im Rahmen des Energiepaketes 2011, trotz der deutlichen Ausweitung der Erdverkabelungsvorgaben für die 110 kV-Ebene, für die Höchstspannungsebene beibehalten. Vorgesehen ist eine Erdverkabelung zunächst für die Fortführung von Seekabeln an Land (§ 43 S. 1 Nr. 3 und 4 EnWG). Darüber hinaus ist eine Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene – zudem nur in Form einer Teilverkabelung – lediglich für die vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG sowie nunmehr für ein weiteres Pilotvorhaben zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12e Abs. 3 EnWG vorgesehen. Eine solche Teilverkabelung setzt zudem voraus, dass es sich um einen technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt handelt und dass entweder eine Siedlungsannäherung erfolgt oder der Naturpark Thüringer Wald betroffen ist. Zusätzliche Restriktionen ergeben sich für HGÜ-Erdleitungen, da eine Ausführung in Gleichstromtechnik (HGÜ) nach dem Verständnis des Teilberichts Recht nur durch die Sondervorschriften für Seekabel-Fortführungen sowie für das Pilotvorhaben nach § 12e EnWG, nicht aber für die vier EnLAG-Pilotvorhaben abgedeckt ist.

Außerhalb der Seekabel-Fortführungen und der vier Teilverkabelungs-Pilotvorhaben des EnLAG ist die Zulässigkeit einer Erdverkabelung angesichts der

Gesetzesbegründung zum EnLAG problematisch, erscheint im Ergebnis allerdings naheliegend. Gleiches gilt für die Regelung eines Erdkabel-Pilotvorhabens zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12e Abs. 3 EnWG. Die Anerkennung der Mehrkosten in der Anreizregulierung ist aber bewusst restriktiv ausgestaltet und bedarf außerhalb der genannten Fälle besonderer Begründung. Damit erscheint eine Erdverkabelung außerhalb der angesprochenen Regelungen weitgehend ausgeschlossen, solange nicht ein Dritter aufgrund besonderer Umstände die Kosten übernimmt. Nicht deutlich geregelt ist die Frage, ob die Bundesnetzagentur ausnahmsweise auch dann zur Kostenanerkennung verpflichtet ist, wenn die Genehmigungsbehörde das Vorhaben nur als Erdverkabelung, ggf. auch mit Vorgaben zur Ausführung in Dreh- oder Gleichstromtechnik, zugelassen hat. Wünschenswert erscheint insoweit eine gesetzliche Regelung der Bindungswirkung, wobei die Einführung einer Einvernehmensregelung befürwortet wird.

Der Rechtsrahmen für den Netzausbau durch Höchstspannungsdrehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen, soweit diese nach dem Vorstehenden überhaupt in Betracht kommen, hat sich mit dem Energiepaket 2011 erheblich fortentwickelt. Der Teilbericht Recht begrüßt insbesondere die Vorschaltung einer hoheitlichen Bedarfsplanung vor die Festlegung von Trassenkorridoren und die Zulassung konkreter Leitungsbauprojekte. Eine fachlich fundierte und hoheitlich abgesicherte Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist notwendige Voraussetzung, damit Leitungsbauprojekte von den Betroffenen im Grundsatz akzeptiert werden. Begrüßenswert ist in diesem Zusammenhang auch die weitreichende Öffentlichkeitsbeteiligung. Insoweit ist die Erstellung eines Bundesbedarfsplanes auf Grundlage des von den Übertragungsnetzbetreibern aufgestellten, behördlich überprüften und umfassend konsultierten Szenariorahmens und nationalen Netzentwicklungsplanes ein wesentliches Instrument zur Verbesserung des Rechtsrahmens. Damit entfällt der problematische Ansatz, im Raumordnungsverfahren auf die nachfolgende Prüfung der Planrechtfertigung im Planfeststellungsverfahren zu verweisen.

Der Bundesbedarfsplan als hoheitliche Bedarfsfeststellung sollte nach der Empfehlung des Teilberichts Recht deutlich über den bisherigen Detaillierungsgrad des EnLAG-Bedarfsplans oder der TEN-E-Leitlinien hinausgehen und etwa auch Angaben zu den Anforderungen hinsichtlich Netzverknüpfungen sowie der Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern enthalten. Zudem sollte er auch, soweit energiewirtschaftlich begründet, Vorgaben zu der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung enthalten. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funkti-



on des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.

Begrüßt wird die grundsätzliche strukturelle Trennung der Bedarfsermittlung (nunmehr §§ 12a ff. EnWG) einerseits und der Festlegung von Trassenkorridoren (Bundesfachplanung bzw. Raumordnung) andererseits. Dahinter steht die Überlegung, dass die Bedarfsermittlung vorrangig eine energiewirtschaftliche Fachplanung erfordert, während die Festlegung der Trassenkorridore eine überfachliche Abstimmung der unterschiedlichen Nutzungsansprüche an den Raum notwendig macht. Wünschenswert erscheint eine Abbildung dieser unterschiedlichen Aufgaben in der Behördenzuständigkeit. Soweit im Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG nunmehr eine einheitliche Zuständigkeit der Bundesnetzagentur begründet ist, sollte zumindest eine eindeutige organisatorische Trennung innerhalb der Behörde erfolgen.

Die Festlegung der Trassenkorridore erfolgte bislang durch Landesplanungsbehörden. Dies kann gerade bei länderübergreifenden Vorhaben (Ländergrenzen überschreitende Trassen, alternative Korridorverläufe in unterschiedlichen Bundesländern) Probleme aufwerfen. Daher wurde mit dem NABEG für länderübergreifende (und grenzüberschreitende) Vorhaben des Bundesbedarfsplans eine Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur eingeführt. Die Bundesfachplanung wird zwiespältig beurteilt. Sie behebt einerseits die Koordinationsprobleme, doch ergeben sich andererseits Akzeptanzfragen, insbesondere aufgrund des größeren Abstands zu den betroffenen Regionen und aufgrund der (bisherigen) Wahrnehmung der Bundesnetzagentur als energiewirtschaftlicher Fachbehörde. Um eine ausgewogene Entscheidung zwischen allen Nutzungsansprüchen an den Raum zu fördern, sollte daher, wie bereits ausgeführt, zumindest eine eindeutige organisatorische Trennung von Bedarfsermittlung und Bestimmung der Trassenkorridore innerhalb der Bundesnetzagentur erfolgen.

Auf der Ebene der Bundesfachplanung bzw. Raumordnung kann sich eine normative Unterstützung des Netzausbaus aus Trassierungsgrundsätzen ergeben, insbesondere aus dem Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen und der Bündelung von Stromtrassen. Sie erleichtern die Auswahlentscheidung zwischen alternativen Trassenkorridoren und können ein Raumordnungsverfahren entbehrlich machen. In der neuen Bundesfachplanung werden das Gebot der Nutzung bestehender Trassen und der Bündelung von Stromtrassen durch die Einführung eines vereinfachten Verfahrens in diesen Fällen unterstützt. Derartige Trassierungsgrundsätze werden grundsätzlich befürwortet, wobei klargestellt werden sollte, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf mit den Trassierungsgrundsätzen vereinbar sind. Hingegen erscheint die Festlegung von Vor-

ranggebieten für Leitungstrassen in Raumordnungsplänen aus Akzeptanzgründen vor allem nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens zur Absicherung der ermittelten Trasse hilfreich, nicht aber die erstmalige Prüfung und Festlegung des Trassenkorridors im Rahmen der Erstellung des Raumordnungsplanes.

Bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen sollte die Planungsbehörde eine aktivere Rolle einnehmen als bei Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger üblich, um stärker auf die Einbeziehung aller geeigneten Trassenkorridore hinzuwirken und Zweifel an der Auswahl der vom Vorhabenträger eingebrachten Trassenalternativen auszuschließen. Für die Bundesfachplanung ist dies nunmehr ausdrücklich vorgesehen. Wichtig ist außerdem, dass die unterschiedlichen Prüfungsgegenstände von Raumordnung/Bundesfachplanung einerseits und Planfeststellungsverfahren andererseits nachvollziehbar dargestellt werden und darauf hingewirkt wird, dass alle für die Festlegung des Trassenkorridors relevanten Einwendungen bereits im Raumordnungsverfahren/Verfahren der Bundesfachplanung eingebracht werden. Die grundsätzliche Abstufung zwischen der Festlegung des Trassenkorridors einerseits und der Zulassung des konkreten Vorhabens andererseits wird aber weiter befürwortet. Sie vermindert den Prüfungsaufwand, indem die aufwändige Detailprüfung des Leitungsverlaufs auf einen ausgewählten Trassenkorridor beschränkt werden kann.

Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische/bundesfachplanerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stellung nehmen. Hingegen erscheint eine abschließende Auswahlentscheidung, insbesondere die Vorgabe der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung, sehr problematisch. Vielmehr ist die Frage der Erdverkabelung grundsätzlich auf der Ebene der Planfeststellung bzw. Genehmigung zu entscheiden. Aus besonderen Gründen kann im Rahmen der Variantenprüfung eine weitergehende Erdverkabelung vorzugswürdig sein.

Ein Planfeststellungsverfahren steht für Höchstspannungs-Erdleitungen nur in den gesetzlich geregelten Fällen zur Verfügung. Bislang waren dies nur die Seekabel-Fortführungen sowie die vier EnLAG-Pilotvorhaben. Nunmehr ist die Planfeststellung auch für alle NABEG-Leitungen vorgesehen. Für HGÜ-Erdleitungen ist unklar, ob ein Planfeststellungsverfahren über die Fälle des § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG (grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen) hinaus vorgesehen ist. Dies ist für die Fälle des § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels) zu bejahen. Dagegen dürfte für die vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung zulässig sein.

Zur verbesserten Akzeptanz von Höchstspannungsleitungen können Ausgleichsleistungen für die vom Leitungsbau betroffenen Kommunen beitragen. Solche wurden im Zuge des Energiepakets vom August 2011 ausdrücklich zugelassen. Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden hingegen nicht empfohlen. Näher geprüft werden sollten Vorgaben zur Verwendung von Ausgleichsleistungen durch die Kommune, damit die Vorteile für die Einwohner unmittelbar deutlich werden und die Leistungen nicht im allgemeinen Haushalt „untergehen“.

Im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte Übersichten zum Verfahrensablauf von Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene zeigen, dass eine Verfahrensdauer von 10 Jahren und mehr teilweise bislang nicht ausgeschlossen war, selbst wenn Vorbereitungszeiten vor den ersten förmlichen Verfahrenshandlungen außer Betracht bleiben. Andere Verfahren konnten hingegen in deutlich kürzerer Zeit abgeschlossen werden (im Einzelnen Anhang 6 des Berichts der AG Recht). Die Änderungen des Energiepaketes 2011 sind grundsätzlich zu begrüßen und können zu einer Beschleunigung beitragen.

#### **4. Fazit**

Die Anpassung des deutschen Übertragungsnetzes an die mit der Energiewende einhergehenden Veränderungen der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen stellt Netzplaner, Ingenieure, Juristen und Ökologen vor große Herausforderungen. Einerseits ist ein verstärkter Stromtransport insbesondere von Ost nach West und von Nord nach Süd erforderlich, andererseits ist das deutsche Übertragungsnetz für diese Aufgabe nicht geplant und gebaut worden. Daher sind eine Verstärkung und ein Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes erforderlich, deren Notwendigkeit u.a. die dena I und die dena II Studien bereits aufgezeigt haben. Dabei gilt es, einen Kompromiss zwischen ökologischen, technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz zu finden. Die Belange der betroffenen Netzbetreiber, Bürger und Unternehmen sowie der öffentlichen Hand sind hierbei zu würdigen und die rechtlichen Rahmenbedingungen, die die Anerkennung der Kosten einer Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene derzeit noch sehr restriktiv regeln, zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund war es Aufgabe der vorliegenden Studie, durch eine allgemeine Darstellung zentraler Wirkungszusammenhänge aus Umwelt-, technisch-wirtschaftlicher und rechtlicher Sicht dazu beizutragen, nachvollziehbare



Bewertungsgrundlagen für die zukünftige Auswahl geeigneter Stromübertragungstechnologien bereitzustellen.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine pauschale Bewertung und Bevorzugung einer Übertragungstechnik für den erforderlichen Netzausbau in Deutschland nicht möglich ist. Vielmehr hat jede der untersuchten Übertragungstechniken aus ökologischen, technischen, wirtschaftlichen und juristischen Gesichtspunkten Vor- und Nachteile. Diese sind insbesondere von den Rahmenbedingungen des jeweiligen Vorhabens abhängig und somit auch individuell im Einzelfall gegeneinander abzuwägen.

Derartige Einzelfallbetrachtungen können aufgrund der Vielzahl möglicher Konstellationen von einer Studie der vorliegenden Art nicht geleistet werden und waren vom Auftrag nicht umfasst. Um die mit dem Netzausbau befassten Akteure bei ihren jeweiligen Einzelfallbewertungen bestmöglich zu unterstützen, wurden die in den einzelnen Teilberichten ausführlich dargelegten Ergebnisse als Kriterienkataloge bzw. Empfehlungslisten zusammengestellt (siehe Anhang). Insbesondere mit diesen Instrumenten will die Studie bei der Abwägung zwischen Freileitung und Erdkabel - in ihren jeweiligen technischen Ausführungen - eine praxisnahe Entscheidungshilfe bieten und damit ihren Beitrag zum erforderlichen Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes leisten.

---

## **5 Anhang**

- Anhang I: 8 Tabellen zur Synoptischen Bewertung der Umweltbelange
- Anhang II: 11 Tabellen Technisch-Wirtschaftlicher Kriterienkatalog
- Anhang III: Empfehlungsliste Recht

# Anhang I: Tabellen zur Synoptischen Bewertung der Umweltbelange

## Legende zu den folgenden Bewertungstabellen

### Vor dem Schrägstrich (Bewertung ohne Vermeidungs- u. Minderungsmaßnahmen):

- ++ Sehr gut geeignet (wenige bis keine Auswirkungen auf die Umwelt),
- + Gut geeignet (übliche Auswirkungen auf die Umwelt),
- ~ Geeignet unter bes. Umständen (z.B. Auswirkungen können minimiert werden),
- Wenig geeignet (erhebliche Umweltauswirkungen zu erwarten),
- Ungeeignet (dauerhafte erhebliche Umweltauswirkungen zu erwarten)

### Nach dem Schrägstrich (Bewertung inkl. Vermeidungs- u. Minderungsmaßnahmen):

/\*( ...) Eignung (siehe oben) nach Durchführung von Minderungs-/Vermeidungsmaßnahmen

**Bewertungstabelle 1: Gesundheit und Wohlbefinden (Mensch)**

GESUNDHEIT UND WOHLBEFINDEN	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Nahbereich</b> <b>(unter- bzw. oberhalb der Leitung)</b>	+	- -/*-	- -/*-	+	- -/*-	- -/*-
	Gefährdungen im normalen Bauablauf vermeidbar	Max. Auslastung kann den Grenzwert der 26. BIm-schV. für magn. Felder (Dauerexposition) erreichen; vermindert z.B. durch Rohrverlegung	Grenzwerte gem. Strahlenschutzkommission nicht ausschöpfen, Dauerexposition vermeiden	Gefährdungen im normalen Bauablauf vermeidbar	Grenzwert der 26. BIm-schV. für elektrische Felder (Dauerexposition) kann bei max. Auslastung erreicht werden; Minderung d. höherer Leitungen	Grenzwerte gem. Strahlenschutzkommission nicht ausschöpfen, Dauerexposition vermeiden
<b>2</b> <b>Umgebung von Wohngebäuden bis 400 m Abstand im Innenbereich gem. §34 BauGB</b>	-/*~	+	+	-/*~	~	~
	Bei Minderung der Schall- u. Staubemissionen zumutbare Beeinträchtigungen	Aufgrund deutlicher Abnahme der magn. Felder ab 10 - 15 m gut geeignet	Erdkabel ist Ziel des nieders. LROP. EnLAG § 2 Abs. 2 legt dies ins Ermessen der Zulassungsbehörde	Bei Minderung der Schall- u. Staubemissionen Beeinträchtigungen zumutbar	Nach 20 - 40 m deutliche Abnahme magn. Felder	Gem. 26. BIm-schV zulässig, EnLAG § 2 Abs. 2 u. nieders. LROP stellen hier jedoch erhöhte Betroffenheit fest
<b>3</b> <b>Umgebung von Wohngebäuden bis 200 m Abstand im Außenbereich gem. §35 BauGB</b>	+	++	++	+	~	~
	I. Allg. geringfügige Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen	Aufgrund deutlicher Abnahme der magn. Felder ab 10 - 15 m sehr gut geeignet	Erdkabel ist Ziel des nieders. LROP. EnLAG § 2 Abs. 2 legt dies ins Ermessen der Zulassungsbehörde	I. Allg. geringfügige Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen	nach 20 - 40 m deutliche Abnahme magn. Felder	Gem. 26. BIm-schV zulässig, EnLAG § 2 Abs. 2 u. nieders. LROP stellen hier jedoch erhöhte Betroffenheit fest
<b>4</b> <b>Außerhalb der unter 2 u. 3 genannten Abstände</b>	+	++	++	+	+	+
	I. Allg. Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen marginal	Beeinträchtigungen menschlicher Gesundheit sehr unwahrscheinlich	Unter Umweltschutzaspekten sehr geeignet	I. Allg. Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen marginal	Gem. 26. BIm-schV zulässig, Vorsorgekriterien des EnLAG u. niedersächs. LROP eingehalten	Kontr. Diskussion jed. Schwellenwerte des EnLAG u. nieders. LROP eingehalten

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - www.oecos.com

Bewertungstabelle 2: Landschaftsbild

LANDSCHAFTSBILD	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Hochwertiges Landschaftsbild</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	-/*~  Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	-/*~  Beeinträchtigungen in Gehölzen durch ca. 12 m - 25 m breite Schneise sichtbar, durch Trassenmanagement verminderbar	-/*+  Sensible Räume sind zu meiden, gute Eignung im Offenland	-/*~  Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung z.T. vermeid- u. verminderbar	--/*-  Beeinträchtigung durch Masten, Leitungsstränge u. in Gehölzen 40 m - 70 m breite Schneisen. Minderungspotenzial gering	--/*-  Wenig geeignet aufgrund unvermeidlicher visueller Wirkung
<b>2</b> <b>Hochwertiges Landschaftsbild</b> <b>Mittelzone (ca. 220 m - 1.100 m)</b>	-/*~  Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	-/*+  Beeinträchtigungen in Gehölzen durch ca. 12 m - 25 m breite Schneise nach Minderung i. Allg. gering	-/*+  Nach Minderung gute Eignung,	--/*~  Temporäre Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	--/*-  Beeinträchtigung durch Masten, Leitungsstränge u. in Gehölzen 40 m - 70 m breite Schneise. Minderung durch Trassierung, ggf. Waldüberspannung u. Trassenmanagement	--/*-  Geringe Eignung aufgrund partieller Minderungsmaßnahmen möglich
<b>3</b> <b>Hochwertiges Landschaftsbild</b> <b>Fernzone (ca. 1.100 m - ca. 5.000 m)</b>	+  Beeinträchtigung unerheblich	+/*++  Beeinträchtigungen in Gehölzen durch ca. 12 m - 25 m breite Schneise nach Minderung i. Allg. marginal	+/*++  Nach Minderung sehr gute Eignung,	~  Temporäre Beeinträchtigung weitgehend unerheblich	~  Sichtbare Masten in Gehölzen 40 m - 70 m breite Schneise bzw. Waldüberspannung. Beeinträchtigung Frage des Einzelfalls	~  Eignung aufgrund großer Entfernung möglich, jedoch Einzelfallfrage
<b>4</b> <b>Ortsbild an Wohnsiedlungen</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	~  Beeinträchtigung zumutbar	+  I. Allg. keine Beeinträchtigung	+  I. Allg. keine Beeinträchtigung	-  Visuelle Beeinträchtigung wahrscheinlich, kaum verminderbar	-  Visuelle Beeinträchtigung wahrscheinlich, kaum verminderbar	-  Geringe Eignung ohne wirksame Minderungsmaßnahmen

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

Bewertungstabelle 3: Tiere und Pflanzen

TIERE UND PFLANZEN	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
1 Avifauna	-/ * ~	+	-/ * +	-/ * ~	-- / * -	-- / * -
	Störungen bei Rast u. Brut, ggf. Habitatverlust. Durch div. Maßnahmen, z.B. Feintrassierung und entspr. Terminierung, vermeid- u. verminderbar	Ggf. Beitrag zur Lebensraumvielfalt (Waldschneisen)	Potenzielle Störungen sind i. Allg. vermeid- u. verminderbar	Störungen bei Rast u. Brut, ggf. Habitatverlust. Durch div. Maßnahmen, z.B. Feintrassierung und entspr. Terminierung vermeidbar	Vogelschlag, Scheuchwirkung Habitatverlust u. -zerschneidung möglich Verminderung v.a. durch Erdseilmarkierungen und Trassenmanagement	Auch nach Minderung ungünstige Auswirkungen
2 Fledermäuse	-/ * ~	-/ * +	-/ * +	-/ * ~	-/ * ~	-/ * ~
	Bei Rodung ggf. Tötung, Störung, Habitatverlust. Minderung möglich durch Umsiedlung, Bauzeitenregelung etc.	Habitatverlust durch Schneisenfreihaltung, Minderung möglich. Geringe Schneisenbreite positiv, ggf. Zunahme an Lebensraumvielfalt	Potenzielle Beeinträchtigungen sind i. Allg. verminderbar	Bei Rodung ggf. Tötung, Störung, Habitatverlust. Minderung durch Umsiedlung, Bauzeitenregelung etc.	Kein Kollisionsrisiko (Ultraschallorientierung) Deutlicher Habitatverlust durch 40 m - 70 m Schneise wenn nicht Waldüberspannung	Potenzielle Beeinträchtigungen sind i. Allg. verminderbar
3 Sonstige geschützte Tierarten (soweit Vorkommen bekannt)	- / * ~	~	-/ * ~	-/ * +	~	-/ * +
	Ggf. hohe Verluste in immobilen Stadien, Störung u. Habitatverlust durch z.B. Feintrassierung vermeidbar	Ggf. Beitrag zur Lebensraumvielfalt (z.B. Waldschneisen) aber auch Lebensraumverlust möglich	Potenzielle Beeinträchtigungen, i. Allg. Minderung möglich	Verluste in immobilen Stadien, Störung u. Habitatverlust durch z.B. Maststandortwahl vermeidbar	Ggf. Beitrag zur Lebensraumvielfalt (z.B. Waldschneisen) aber auch Lebensraumverlust möglich	Potenzielle Beeinträchtigungen, i. Allg. Minderung möglich
4 Geschützte Pflanzen (soweit Vorkommen bekannt)	-- / * -	~	-- / * ~	-/ * ~	+	-/ * +
	Zerstörung von Wuchstandorten aufgrund durchgehender Trasse möglich, Minderung möglich	Beeinträchtigungen durch Standortveränderungen (Wärme, Freihaltung) nur im Einzelfall beurteilbar	I. Allg. hohe Eingriffsintensität insbes. Bauphase i. Allg. verminderbar	Zerstörung von Wuchstandorten v.a. bei Mastbau, sonst Überspannung	Geringe Beeinträchtigung im Offenland, Standortverlust allenfalls im Wald	I. Wald hohe Eingriffsintensität i. Allg. vermeidbar

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

Bewertungstabelle 4: Schutzgebiete

SCHUTZGEBIETE	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Streng geschützte Gebiete wie Naturschutzgebiete, Nationalparke, FFH-/EUUV-Gebiete, Biosphärenreservate (Zone 1+2), RAMSAR-Gebiete, gesetzlich geschützte Biotope gem. § 30 BNatSchG</b>	<b>- -/*-</b>  Grundsätzlich freizuhalten, wg. durchgängiger Bodenveränderung Verlust besonders schützenswerter Lebensräume. Nur in Ausnahmen Minderung möglich	<b>- -/*-</b>  In Gehölzen bleibt 12-25 m Schneise. Freihaltung des Trassenkorridors ist Beeinträchtigung der Lebensräume. Nur in Ausnahmen Minderung möglich	<b>- -/*~</b>  Baulicher Eingriff wirkt über die Bauphase hinaus. Erhebliche Auswirkungen trotz Minderungsmaßnahmen auf vergleichbar geringer Fläche	<b>- -/*-</b>  Grundsätzlich freizuhalten, wg. breiter Trasse u. kleinräumiger Bodenveränderung Verlust besonders schützenswerter Lebensräume. Nur in Ausnahmen Minderung möglich	<b>- -/*-</b>  Durch dauerhafte Masten, Leitungsstränge u. wg. Freihaltung der in Gehölzen 40 m - 70 m breiten Schneise Beeinträchtigung der Lebensräume. Minderung durch Waldüberspannung u. Trassenmanagement eingeschränkt möglich	<b>- -/*-</b>  Baulicher Eingriff wirkt über die Bauphase hinaus. Erhebliche Auswirkungen trotz Minderungsmaßnahmen anlagebedingt u. damit dauerhaft auf vergleichbar großer Fläche
<b>2</b> <b>Weniger streng geschützte Gebiete, insbes. Landschaftsschutzgebiete, Biosphärenreservate (Zone 3), Naturparke</b>	<b>- -/*~</b>  Wg. durchgängiger Tiefbauarbeiten temporäre Beeinträchtigung besonders schützenswerter Landschaftsteile u. Lebensräume. Durch geeignete Maßnahmen Minderung möglich	<b>-/*~</b>  In Gehölzen bleibt 12-25 m Schneise. Durch Freihaltung des Trassenkorridors in Gehölzen temporäre Beeinträchtigungen. Durch geeignete Maßnahmen. Minderung möglich	<b>-/*~</b>  Baulicher Eingriff wirkt über die Bauphase hinaus. Negative Auswirkungen können minimiert werden. Nur geeignet unter bes. Umständen	<b>--/*-</b>  Wg. Anlage breiter Trasse in Gehölzen Beeinträchtigung schützenswerter Landschaftsteile u. Lebensräume. Minderung ggf. eingeschränkt möglich	<b>- -/*-</b>  Durch dauerhafte Masten, Leitungsstränge u. wg. Freihaltung der in Gehölzen 40 m - 70 m breiten Schneise Beeinträchtigung der Lebensräume. Minderung durch Waldüberspannung u. Trassenmanagement eingeschränkt möglich	<b>- -/*-</b>  Anlagebedingte Wirkungen dominieren gegenüber baubedingten. Erhebliche Auswirkungen trotz Minderungsmaßnahmen

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

Bewertungstabelle 5: Biotope

BIOTOPE	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Feuchtgebiete (Hoch- und Niedermoore, Sümpfe, rezente Auen, Gewässerufer)</b> <b>sowie</b> <b>Trockenrasen und spez. Grünlandstandorte</b> <b>mit Gefährdungsstatus 1-2</b>	<b>--/*-</b> Lebensräume nach Eingriff durch Tiefbauarbeiten vielfach schwer bis kaum regenerierbar. Aufwendige Vermeidung durch Unterdükung bis 1.200 m (Stand der Technik)	<b>--/*-</b> gegen Bodenerwärmung extrem sensible Lebensräume; Kabelgraben kann Wasserentzug ermöglichen. Vermeidung / Minderung eingeschränkt möglich	<b>--/*-</b> Eher ungeeignet, Aufwendige Vermeidungsmaßnahmen in der Bauphase erforderlich.	<b>-/*~</b> Lebensräume nach Eingriff durch Mastbauarbeiten schwer bis kaum regenerierbar. Vermeidung durch Standortwahl bzw. Überspannung	<b>-/*~</b> Lebensräume durch Masten, Leitungsstränge u. ggf. Freihaltung breiter Schutzstreifen beeinträchtigt, jedoch im Offenland nur punktuell. Minderung eingeschränkt möglich	<b>--/*~</b> Im Offenland nach Minderung ggf. nur punktuell negative anlagebedingte Auswirkungen
<b>2</b> <b>Gehölzbiotope</b> <b>mit Gefährdungsstatus 1-2 (v.a. großräumige Misch- und Laubwaldbiotope)</b>	<b>--/*-</b> Wg. Schädigung von Vegetation / Biotopverlust (insb. Kleinsäuger- und Vogellebensraum) vielfach schwer regenerierbar. Eingeschränkte Minderung möglich	<b>-/*~</b> Dauerhaft 12-25 m breite Schneise. Freihaltung des Trassenkorridors ist Beeinträchtigung. Durch geeignete Maßnahmen Minderung möglich	<b>--/*~</b> Dauerhafte Auswirkungen auf schmaler Trasse auch bei Minderungsmaßnahmen	<b>--/*-</b> Lebensraumverlust nur schwer regenerierbar. Auf breiter Trasse Minderungspotenzial eingeschränkt, bei Waldüberspannung nur Maststandorte	<b>--/*-</b> Anlage und Freihaltung einer 40 m - 70 m breiten Schneise. Vermeidung allenfalls durch Waldüberspannung, Minderung durch Trassenmanagement nur eingeschränkt möglich	<b>--/*-</b> Dauerhafte Auswirkungen auf breiter Trasse auch bei Minderungsmaßnahmen
<b>3</b> <b>Ackerbaubiotope</b> <b>sowie</b> <b>Intensiv genutzte Grünlandbiotope</b> <b>außer Gefährdungsstatus 1-2</b>	<b>+</b> Bei ausreichender Vorsorge gegenüber Bodenverdichtung gute Regenerierbarkeit nach Bau und Verlegung	<b>~/*+</b> Beeinträchtigungen durch Wärmeentwicklung bei angemessener konstruktiver Auslegung, Temperaturmonitoring etc. voraussichtlich vermeidbar	<b>~/*+</b> Abgesehen seltener örtlicher Ausnahmen bau- und anlage-/betriebsbedingt nur moderate Auswirkungen	<b>++</b> Kleinräumigkeit des Eingriffs	<b>++</b> Keine spezifischen Restriktionen (avifaunistische Eignung gesondert prüfen)	<b>++</b> Abgesehen seltener örtlicher Ausnahmen bau- und anlage-/betriebsbedingt sehr gut geeignet

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

Bewertungstabelle 6: Boden

BODEN	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
1  Extrem nasse Böden (z.B. Hoch- und Niedermoore, Anmoorböden, Gleye, Auenböden mit natürlichem Wasserhaushalt)	- / *-  Hohe Gefährdung hinsichtlich irreversibler Schäden, v.a. durch Bodenverdichtung u. Versiegelung. Unterdükerung möglich aber aufwendig	- / *-  Hoch sensibel gegenüber Wärme / Austrocknung u. Versiegelung. Bei Unterdükerung Vermeidung möglich, aber aufwendig	- / *-  Hohe Gefährdung durch unterschiedliche Faktoren. Nur im Falle einer Unterdükerung zu umgehen	- / *~  An Maststandorten Gefährdung v.a durch Bodenverdichtung u. Versiegelung. Im Falle einer Überspannung sind Schäden verminderbar	- / *~  Durch Trassenfreihaltung ggf. Bodenverdichtung. Durch technische Maßnahmen verminderbar	- / *~  Überwiegend punktueller Eingriff (Masten) Verdichtung bei Trassierung verminderbar
2  Böden mit hoher natur- und kulturgeschichtlicher Bedeutung (z.B. Plaggenesche, Wölbu. Terrassenäcker, Wurten, Heidepodsole, kultivierte Moore)	- / *~  Veränderung der Bodenstruktur durch Umlagerung, Verdichtung, Versiegelung. Minderung durch erhöhte Bausorgfalt u. Trassenbündelung, z.B. entlang von Verkehrswegen möglich.	- / *~  Nur bei geringer Versiegelung (nicht für aufwendige Nebenanlagen geeignet)	- / *~  Baubedingte Wirkungen ggf. nicht regenerierbar. Vermeidungs- u. Minderungsoptionen einzelfallspezifisch	- / *~  Veränderung der Bodenstruktur nur punktuell (Masten) durch Umlagerung, Verdichtung, Versiegelung. Minderung durch erhöhte Bausorgfalt u. Trassenbündelung.	+  Bei geringer Versiegelung (als Maststandort möglichst vermeiden)	- / *+  Punktueller baubedingte Wirkungen ggf. nicht regenerierbar. Vermeidung u. Minderung möglich
3  "Seltene" Böden, z.B. Stauwaserböden, natürliche Moore, Stagnogley (soweit Vorkommen bekannt)	- / *-  Hohe Gefährdung hinsichtlich irreversibler Schäden. Einzelfallprüfung, ggf. Unterdükerung	- / *-  Unterschiedliche dauerhaft negative Auswirkungen auch nach Minderung u. Vermeidung möglich	- / *-  Vorkommen i. Allg. kleinräumig. Außer Umgehung Minderungspotenzial gering	- / *~  Hohe Gefährdung hinsichtlich irreversibler Schäden. Ggf. durch Überspannung u. Maststandortwahl vermeidbar.	- / *~  Nur unter Vermeidung direkter Inanspruchnahme geeignet (u.a. Wirkung der Trassenfreihaltung auf den Bodenwasserhaushalt?)	- / *~  Vorkommen i. Allg. kleinräumig. Vermeidungspotenzial vorhanden

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)



Bewertungstabelle 7: Grundwasser, Oberflächengewässer

GRUNDWASSER, OBERFLÄCHENGEWÄSSER	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b>  <b>Hoch anstehendes oder gespanntes Grundwasser (soweit frühzeitig bekannt)</b>	- /*~	- /*~	- /*~	- /*+	+	- /*+
	Ggf. Drainagewirkung durch Eingriff in Deckschichten, Vermeidung bauseits möglich	Bei Reparaturen Beeinträchtigungen durch Bausorgfalt vermeidbar	Ungünstige Voraussetzung, doch negative Auswirkungen können vermieden werden	Ggf. Drainagewirkung durch Eingriff in Deckschichten, Vermeidung bauseits möglich	Bei Reparaturen Beeinträchtigungen durch Bausorgfalt vermeidbar	Eingriff überwiegend punktuell an Maststandorten
<b>2</b>  <b>Trinkwasserschutzgebiete Zonen I und II</b>	- /*-	- /*-	- /*-	- /*~	- /*~	- /*~
	Für umfangreiche Erdbau- und Wasserhaltungsmaßnahmen generell ungeeignet.	Bei Wartung und Reparatur Schadstoffeinträge möglich	Hohe Gefährdung trotz Minderungsmaßnahmen	Baumaßnahmen generell ungeeignet. Durch Maststandortwahl ggf. vermeidbar	Bei Wartung und Reparatur Schadstoffeinträge möglich (bspw. Mastbeschichtung)	Gefährdung kann durch Minderungsmaßnahmen minimiert werden
<b>3</b>  <b>Fließgewässer</b>	- /*-	- /*-	- /*-	- /*~	- /*~	- /*~
	Wenig geeignet, weil oft ökologisch hochwertig. Verminderung durch temporäre Trockenlegung oder Unterdükerung	Empfindlichkeit gegenüber Wärmeentwicklung u. Minderungsmaßnahmen im Einzelfall prüfen	Im Einzelfall zu prüfen, ob und wie negative Auswirkungen vermieden werden können	Beeinträchtigungen in Uferzone u. Gewässerbett durch Überspannung i. Allg. vermeidbar	Überspannung erfordert ggf. höhere Masten (bei Prüfung der Landschaftsbildrelevanz zu berücksichtigen)	Negative Auswirkungen durch Verwendung unbedenklicher Stoffe vermeidbar
<b>4</b>  <b>Stillgewässer</b>	- /*~	- /*-	- /*-	- /*~	- /*~	- /*~
	Wenig geeignet, weil oft ökologisch hochwertig. Verminderung durch temporäre Trockenlegung oder Unterdükerung	Sehr sensibel gegenüber Wärmeentwicklung; nur eingeschränktes Minderungspotenzial	Im Einzelfall zu prüfen, ob und wie negative Auswirkungen vermieden werden können	Beeinträchtigungen in Uferzone u. Gewässerbett durch Überspannung i. Allg. vermeidbar	Überspannung erfordert ggf. höhere Masten (bei Prüfung der Landschaftsbildrelevanz zu berücksichtigen)	Negative Auswirkungen durch Verwendung unbedenklicher Stoffe vermeidbar

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

**Bewertungstabelle 8: Kulturgüter, sonst. Sachgüter**

KULTURGÜTER, SONST. SACHGÜTER	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Geschützte Kultur- u. Naturdenkmäler</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	-/*~ Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Komplikationen bei Bodenfunden u. Bodendenkmälern möglich	+ Außer im unmittelbaren Nahbereich Beeinträchtigungen marginal	-/*+ Gute Eignung, da geringe Beeinträchtigungen	-/*~ Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	- Ortsbild durch Masten, u. Leitungsstränge beeinträchtigt. Geringes Minde-rungspotenzial	- Ungeeignet aufgrund unvermeidlicher Umfeldstörung
<b>2</b> <b>Geschützte Kultur- u. Naturdenkmäler</b> <b>Mittelzone (ca. 220 m - 1.100 m)</b>	-/*+ Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	++ Beeinträchtigungen i. Allg. marginal	-/*++ Sehr gute Eignung, da geringe Beeinträchtigungen	-/*~ Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	-/*~ Durch Masten, Leitungs- u. stränge Beeinträchtigung. Minderung i. Allg. möglich	-/*~ Eignung im Einzelfallentscheid, Minderungsmaßnahmen möglich
<b>3</b> <b>Sonst. Bauwerke</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	+ Querung meiden, ansonsten Beeinträchtigung unerheblich	~ Mind. 15 m Abstand halten, ansonsten Beeinträchtigung unerheblich	~ Einzelfallentscheidung	+ Beeinträchtigung unerheblich	~ Maß der Beeinträchtigung Einzelfallentscheidung	~ Einzelfallentscheidung

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

# **Anhang II:**

## **Tabellen Technisch-Wirtschaftlicher Kriterienkatalog**

## 1.1 Verbreitung, Betriebserfahrung, Nutzungsdauer und Entwicklungsstand

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Verbreitung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•mehr als 99,7 % der 380- und 220-kV-Leitungen im deutschen Übertragungsnetz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•weniger als 0,3 % der 380- und 220-kV-Leitungen im deutschen Übertragungsnetz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•noch kein Einsatz im vermaschten Übertragungsnetz</li> <li>•bislang Einsatz als Punkt-zu-Punkt-Verbindung und zur Kopplung asynchroner Netze (z. B. als Seekabelverbindung) oder für den Netzanschluss von Offshore-Windparks</li> </ul>
<b>Betriebserfahrung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•langjährige Betriebserfahrung</li> <li>•380-kV-Freileitungen seit 60 Jahren in Deutschland im Einsatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•nur wenige kurze (&lt; 22 km) Abschnitte seit 1986 in Betrieb</li> <li>•keine Langzeiterfahrungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•VSC-HGÜ seit 2002 mit <math>\pm 150</math> kV im Einsatz</li> <li>•<math>\pm 320</math> kV laut Hersteller seit 2010 verfügbar, noch keine realisierten Projekte</li> <li>•keine Langzeiterfahrungen</li> </ul>
<b>Nutzungsdauer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•hohe Nutzungsdauer (&gt; 80 Jahre)</li> <li>•gute Durchführbarkeit von die Nutzungsdauer verlängernden Maßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Nutzungsdauer wird auf mindestens 40 Jahre geschätzt, es sind jedoch noch keine Langzeiterfahrungen vorhanden</li> <li>•kaum Möglichkeiten zur Durchführung von die Nutzungsdauer verlängernden Maßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Kabel: wie Drehstrom-Kabel</li> <li>•Konverter: Nutzungsdauer laut ABB 50-60 Jahre</li> </ul>
<b>Entwicklungsstand</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•ausgereifte, bewährte Technik</li> <li>•keine Entwicklungssprünge zu erwarten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•ausgereifte, bewährte Technik</li> <li>•keine Entwicklungssprünge zu erwarten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•bewährte Technik</li> <li>•weitere Verlustreduzierungen, größere Übertragungsleistungen durch höhere Gleichspannungen und höhere Verfügbarkeit zu erwarten</li> </ul>

## 1.2 Aufbau und Isolierung

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Aufbau</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>einfacher, aber aufgrund der großen Isolationsabstände zwischen den Leitern und der Erde breiter und hoher Aufbau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>fester Isolierstoff VPE ermöglicht sehr kleine Isolationsabstände und dadurch kompakte Anordnung</li> <li>komplizierter Aufbau aufgrund mehrerer Leitschichten, Kabelschirm, Quer- und Längswassersperren und äußerer Hüllen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>wie Drehstrom-Kabel</li> <li>Konverterstationen am Anfang und Ende sowie an den Abgängen beim Multi-Terminal-Betrieb</li> </ul>
<b>Isolierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung mit hoher elektrischer Festigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>alternde VPE-Isolierung, Alterung abhängig von elektrischer und thermischer Belastung, VPE-Isolierung mit hohen Anforderungen an Reinheit und Wasserdichtigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>

### 1.3 Errichtung, Legung und Querungen

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Errichtung und Legung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle 300 – 400 m Mast mit Fundament erforderlich</li> <li>• flexible Anpassung an Landschaft durch Wahl der Maststandorte, Mastform, Mastart und Spannweite</li> <li>• Entfernung von hochwachsendem Bewuchs auf dem Schutzstreifen</li> <li>• temporäre Zuwegung, je nach Baugrund ggf. auch Baustraße erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Legung in Graben, ggf. mit Schutzrohr, oder Tunnelbauweise (offene oder geschlossene Bauweise)</li> <li>• Grabentiefe 1,75 m, Trassenbreite während Bauphase mindestens 27 m (für 4 Kabelsysteme)</li> <li>• alle 600-900 m Muffengrube oder Muffenbauwerk</li> <li>• Einsatz von thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial (Magerbeton, Sand-Kies-Gemische)</li> <li>• Transportbedarf für Bodenaushub und Bettungsmaterial</li> <li>• Schwertransporte (Trommelgewicht 40 t) erforderlich</li> <li>• Baustraße mit fester Deckung erforderlich</li> <li>• ggf. Wasserhaltung während Bauphase notwendig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>
<b>Querungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Querung von Verkehrswegen, Gewässern durch Überspannung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Querung von Gewässern und größeren Straßen mit Bohrpressverfahren oder HDD-Bohrung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>

## 1.4 Betriebsverhalten

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Übertragungsleistung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•sehr hohe Übertragungsleistung durch gute Wärmeabführung</li> <li>•Übertragungsleistung begrenzt durch minimalen Bodenabstand und Längsspannungsabfall, aber ausreichend für Trassenlängen im europäischen Übertragungsnetz</li> <li>•bei günstigen Umgebungsbedingungen (Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Umgebungstemperatur, Globalstrahlung) deutlich erhöhte Belastbarkeit (Leiterseilmonitoring)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Übertragungsleistung begrenzt durch:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ thermische Bodenwiderstände</li> <li>○ kapazitive Ladeströme</li> </ul> </li> <li>•ähnlich hohe Übertragungsleistung wie Freileitung nur mit mehreren parallelen Kabeln und durch thermische Bettung, Cross-Bonding und Kompensation erreichbar</li> <li>•bei mehreren Systemen im selben Graben geht die Belastbarkeit zurück</li> <li>•bei günstigen Umgebungsbedingungen erhöhte Belastbarkeit (Temperaturmonitoring)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Übertragungsleistung begrenzt durch:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ thermische Bodenwiderstände</li> <li>○ installierte Konverterleistung</li> </ul> </li> <li>•ähnliche hohe Übertragungsleistung wie Freileitung nur mit mehreren parallelen Systemen und durch thermische Bettung erreichbar</li> <li>•bei mehreren Systemen im selben Graben geht die Belastbarkeit zurück.</li> </ul>
<b>Überlastbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•gut überlastbar durch ausreichende Leistungsreserve</li> <li>•begrenzt durch Entfestigung der Leiterseile und Einhaltung des zulässigen Durchhanges bei längerer Überschreitung der maximal zulässigen Leitertemperatur von 80°C</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•je nach Vorbelastung nur kurzzeitig überlastbar</li> <li>•maximal zulässige Leitertemperatur von 90°C muss eingehalten werden, um vor-schnelle Alterung oder Beschädigung der Isolation zu vermeiden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•wie Drehstrom-Kabel</li> <li>•Konverterstationen nur geringfügig und sehr kurzzeitig im Sekundenbereich überlastbar</li> </ul>

<b>Impedanz / Leistungsaufteilung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• automatische Leistungsaufteilung entsprechend der Impedanzen im Netz</li> <li>• Impedanzbelag passend zum freileitungsdominierten HÖS-Netz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• automatische Leistungsaufteilung entsprechend der Impedanzen im Netz</li> <li>• geringere Impedanz als Freileitung, ggf. Installation von Anpassungsdrosselspulen notwendig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ständige Regelung der Anlage erforderlich</li> <li>• Leistungsflusssteuerung möglich, da Leistungsfluss durch Regelung vorgegeben wird</li> </ul>
<b>Blindleistungsbedarf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• im Schwachlastbetrieb kapazitiver, im Starklastbetrieb induktiver Blindleistungsbedarf</li> <li>• auch im Leerlauf nur geringer kapazitiver Blindleistungsbedarf, daher erst ab sehr großen Längen Installation von Kompensationsdrosselspulen erforderlich</li> <li>• bei Vollast hoher Bedarf an induktiver Blindleistung, daher bei sehr großen Längen Längskompensation mit Reihenkondensatoren erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• im gesamten Betriebsbereich hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf</li> <li>• etwa 17-fach größerer Ladestrom und kapazitiver Blindleistungsbedarf als Freileitung</li> <li>• hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf macht schon bei kurzen Leitungslängen die Installation von Kompensationsdrosselspulen erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Blindleistung kann abhängig vom Betriebspunkt an beiden Enden der VSC-HGÜ in weiten Grenzen eingestellt werden</li> <li>• spannungsstützende Eigenschaften für das Netz</li> <li>• Blindleistungskompensation nicht erforderlich</li> </ul>
<b>Beitrag zur Netzstabilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• natürliche Erhöhung der Netzstabilität durch Verstärkung der synchronen Kopplung zwischen den Generatoren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Freileitung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• asynchrone Netzkupplung, künstliche Erhöhung der Netzstabilität theoretisch möglich</li> </ul>
<b>Leistungsauskopplung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einfache Leistungsauskopplung und Spannungstransformation über Transformatoren im Umspannwerk</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Freileitung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umweg über HDÜ und Multi-Terminal-Betrieb</li> <li>• zusätzliche Konverterstationen und Umspannwerk notwendig</li> <li>• Gleichstrom-Leistungsschalter erforderlich (noch nicht verfügbar)</li> </ul>



## 1.5 Fehlergeschehen und Schutz

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Schutz- und Sekundärtechnik</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schutztechnik passend zu üblichem Netzschutz im HöS-Netz</li> <li>• Automatische Wiedereinschaltung (AWE) möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schutztechnik passend zu üblichem Netzschutz im HöS-Netz</li> <li>• bei Zwischenverkabelung zus. Differentialschutz notwendig</li> <li>• kein Einsatz der AWE möglich</li> <li>• ggf. Teilentladungsüberwachung an Muffen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einfacher Schutz der Kabel durch schnelle Abregelung der Konverter</li> <li>• keine Schutztechnik für vermaschte Gleichstromnetze verfügbar</li> </ul>
<b>Fehlerverhalten, Nichtverfügbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kurze Reparaturdauer</li> <li>• höchste Verfügbarkeit, da die meisten Fehler Lichtbogenfehler ohne Folgen sind</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fehler sind immer mit Kabelschäden verbunden</li> <li>• lange Reparaturdauern führen zu geringerer Verfügbarkeit als bei Freileitungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringste Verfügbarkeit bereits durch regelmäßige Wartung der Konverterstationen bedingt</li> <li>• für störungsbedingte Ausfälle noch keine statistischen Auswertungen verfügbar</li> </ul>
<b>Spannungsstützung bei Kurzschlüssen im Netz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• guter Beitrag zur Spannungsstützung durch geringe Impedanz unter Beachtung der Kurzschlussfestigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• guter Beitrag zur Spannungsstützung durch geringere Impedanz als Freileitung unter Beachtung der Kurzschlussfestigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ungenügender Beitrag zur Spannungsstützung, da nur geringfügiger Beitrag zum Kurzschlussstrom zugelassen werden kann</li> </ul>

## 1.6 Flächenbedarf und Emissionen

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Flächenbedarf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• breite Trasse (Schutzstreifen ca. 70 m), die von Bäumen freigehalten werden muss</li> <li>• landwirtschaftliche Nutzung und Bebauung des Schutzstreifens ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringerer Flächenverbrauch als bei Freileitung. Je nach Anzahl der installierten Systeme ist ein Schutzstreifen (hier ca. 13 -21 m bei vier Systemen) von tiefwurzelnden Pflanzen über der Kabeltrasse freizuhalten</li> <li>• landwirtschaftliche Nutzung ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig</li> <li>• zusätzlicher Platzbedarf durch regelmäßig zu errichtende Kompensationsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringerer Flächenverbrauch als bei Drehstrom-Freileitung und -Kabel. Je nach Anzahl der installierten Systeme ist ein Schutzstreifen (hier ca. 11-20 m bei vier Systemen) von tiefwurzelnden Pflanzen über der Kabeltrasse freizuhalten</li> <li>• landwirtschaftliche Nutzung ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig</li> <li>• zusätzlicher Platzbedarf für Konverterstationen (jeweils 90 m × 40 m für 1000 MW)</li> </ul>
<b>akustische Emissionen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brumm- und Knistergeräusche durch Korona-Entladungen in unmittelbarer Leitungsumgebung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geräuschentwicklung im Bereich von Kompensationsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geräuschentwicklung im Bereich der Konverterstationen</li> </ul>

<p><b>Elektrische Felder</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•niederfrequente elektrische Felder von Betriebsspannung, Mastkopfbild und Aufhängehöhe der Leiterseile abhängig</li> <li>•maximale elektrische Feldstärke kann im Nahbereich und bei großem Durchhang größer als Grenzwert von 5 kV/m werden</li> <li>•Reduzierung der elektrischen Felder durch höhere Aufhängehöhe und/oder Reduktion des Seildurchhangs möglich</li> <li>•bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die elektrische Feldstärke im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden elektrischen Feldstärken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•kein äußeres elektrisches Feld</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•kein äußeres elektrisches Feld</li> </ul>
----------------------------------	--	---	---

<b>Magnetische Felder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•niederfrequente magnetische Flussdichte vom Strom, Mastkopfbild und Aufhängehöhe der Leiterseile abhängig</li> <li>•maximale magnetische Flussdichte auch im Nahbereich der Freileitung deutlich unter dem Grenzwert von 100 <math>\mu\text{T}</math></li> <li>•Reduzierung der magnetischen Induktion durch höhere Aufhängehöhe und/oder Reduktion des Seildurchhangs möglich</li> <li>•bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die magnetische Flussdichte im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden magnetischen Felder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•niederfrequente magnetische Flussdichte vom Strom, Legeanordnung und Legetiefe abhängig</li> <li>•maximale magnetische Flussdichte höher als bei Freileitung</li> <li>•magnetische Flussdichte nimmt schneller mit steigender Entfernung von der Leitungstrasse ab als bei der Freileitung</li> <li>•Reduzierung der magnetischen Flussdichte durch tiefere Legung sowie durch Schirmung und andere Maßnahmen möglich</li> <li>•bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die magnetische Flussdichte im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden magnetischen Flussdichte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•magnetisches Gleichfeld</li> <li>•maximale magnetische Flussdichte liegt im Bereich des Erdmagnetfeldes</li> </ul>
<b>Wärmeeintrag in den Erdboden</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•kein Wärmeeintrag in den Erdboden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Temperaturerhöhung im Erdboden abhängig von:               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Querschnitt und Leitermaterial</li> <li>○ Legeanordnung</li> <li>○ thermischen Bodenwiderständen</li> <li>○ Umgebungstemperatur</li> <li>○ Übertragungsleistung</li> </ul> </li> <li>•Minderung durch thermisch stabilisiertes Bettungsmaterial und ggf. passive oder aktive Kühlung möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>

## 1.7 Übertragungsverluste

Kriterium			Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)								Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)			
			380-kV-Freileitung				380-kV-VPE-Kabel				VSC-HGÜ mit VPE-Kabel			
Verlustleistungsarten			• stromabhängige Verluste • spannungsabhängige Verluste • bei sehr langen Strecken Kompensationsverluste				• stromabhängige Verluste • spannungsabhängige Verluste • Kompensationsverluste				• stromabhängige Verluste • Konverterverluste (Stromrichterverluste, Verluste in Nebenanlagen, etc.)			
bezogene Jahres-verlustarbeit und Verlustkosten in %	Länge in km		50	100	200	500	50	100	200	500	50	100	200	500
	Leistung	1000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	2,83	2,70	2,71	2,53	15,66	8,17	4,47	2,08
		2000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	1,73	1,65	1,65	1,62	8,59	4,62	2,64	1,42
		3000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	1,03	0,99	0,99	0,96	5,97	3,21	1,83	0,97
Verlustbewertung			• niedrigste Jahresverlustarbeit (Ausnahme: Leistungsübertragung von 3000 MW über 500 km)				• durch hohe spannungsabhängige Verluste und Kompensationsverluste zwei- bis dreimal höhere Jahresverlustarbeit als Freileitung • nur für hohe Übertragungsleistungen niedrigere Jahresverlustarbeit als Freileitung				• höchste Jahresverlustarbeit • durch hohe Konverterverluste bis zu Faktor 15 (bei 50 km und 1000 MW) höhere Jahresverlustarbeit als Freileitung • Vorteile gegenüber HDÜ-Freileitung nur für große Übertragungsleistungen (3000 MW) und -längen ab 500 km • Vorteile gegenüber HDÜ-Kabel nur für große Übertragungslängen (500 km)			

## 1.8 Wirtschaftlichkeit

Kriterium			Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)								Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)				
			380-kV-Freileitung				380-kV-VPE-Kabel				VSC-HGÜ mit VPE-Kabel				
Investitionskosten			• geringste Investitionskosten				• erheblich höhere Investitionskosten als Freileitung (Kostenfaktoren im Bereich von 2,8 bis 7,3) • je nach Übertragungsleistung bis etwa 100-250 km geringere Investitionskosten als VSC-HGÜ mit Kabel				• erheblich höhere Investitionskosten als Freileitung (Kostenfaktoren im Bereich von 2,2 bis 15,2) • je nach Übertragungsleistung bis etwa 100-250 km höhere Investitionskosten als Drehstrom-Kabel				
Wartungskosten			• Wartungskosten durch: ○ regelmäßige Begehung ○ Trassenfreihaltung ○ regelmäßigen Korrosionsschutz (ca. alle 25-30 Jahre)				• Wartungskosten durch: ○ regelmäßige Begehung ○ Trassenfreihaltung ○ Wartung der Kompensationsanlagen				• Wartungskosten durch: ○ regelmäßige Begehung ○ Trassenfreihaltung ○ Wartung der Konverterstationen				
Gesamtkostenfaktoren im Vergleich zur Freileitung		Länge in km	50	100	200	500	50	100	200	500	50	100	200	500	
		Leistung	1000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	2,83	2,83	2,83	2,76	8,81	5,16	3,34	2,20
			2000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	4,17	4,17	4,17	4,10	8,88	5,14	3,28	2,12
			3000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	3,85	3,85	3,85	3,60	9,40	5,44	3,46	2,12
Gesamtwirtschaftlichkeit			• für alle untersuchten Varianten beste Gesamtwirtschaftlichkeit				• je nach Übertragungsleistung für Längen bis etwa 130-280 km wirtschaftlicher als VSC-HGÜ mit Kabel				• je nach Übertragungsleistung für Längen ab etwa 130-280 km wirtschaftlicher als Drehstrom-Kabel				

<p><b>Zusatzkosten durch zusätzliche Abgänge entlang der Leitungstrasse</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusatzkosten für zusätzliches Umspannwerk mit zwei Transformatoren und Schaltfeldern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Freileitung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusatzkosten für                             <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ zusätzliche Konverterstationen mit zwei Transformatoren und Schaltfeldern</li> <li>◦ DC-Leistungsschalter (noch nicht verfügbar) in allen Konverterstationen der Multi-Terminal-HGÜ</li> </ul> </li> </ul>
---	--	---	---



**Anhang III:****Empfehlungsliste Recht**

<b><u>Abschnitt</u></b>	<b><u>Empfehlung</u></b>
<b>Struktur des Rechtsrahmens</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die vierstufige Regelungsstruktur des geltenden Rechtsrahmens – Ermittlung des Netzausbaubedarfs, Festlegung des Trassenkorridors, Zulassung des Leitungsbauvorhabens, Kostenanerkennung – ist grundsätzlich beizubehalten. Sie ist aufgrund unterschiedlicher Prüfungsgegenstände sachlich angemessen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Klargestellt werden sollte die grundsätzliche Bindung der Bundesnetzagentur bei der Kostenanerkennung an die Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung bzw. Planfeststellung.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Einführung einer Einvernehmensregelung zwischen Planungs- bzw. Genehmigungsbehörde und Bundesnetzagentur für Vorgaben zur Technologiewahl (Frei- oder Erdleitung, Dreh- oder Gleichstromübertragung).</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Prüfung von Vorgaben zur Technologieauswahl auf Ebene der Bedarfsprüfung, um weitere Verfahren zu entlasten.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Eine Verknüpfung der Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der Festlegung der Trassenkorridore in einheitlichen Verfahren ist nicht zu empfehlen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Bedarfsplanung sollte über den bisherigen Detaillierungsgrad hinaus ausgedehnt werden und könnte u.a. Netzverknüpfungspunkte sowie die Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern einbeziehen, soweit hierfür wichtige energiewirtschaftliche Gründe bestehen.</li></ul>



<b>Ermittlung des Netzausbaubedarfs</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ In den EnLAG-Bedarfsplan sollten keine neuen Vorhaben mehr aufgenommen werden, eine gesonderte Bedarfsprüfung nach § 3 EnLAG sollte entfallen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Sonderregelungen des EnLAG zur gerichtlichen Kontrolle und zur Erdverkabelung können, soweit erforderlich, im EnWG oder ggf. im NABEG verankert werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Der Bundesbedarfsplan sollte möglichst detailliert ausgestaltet werden und die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Durchführung von Netzausbauvorhaben in einem bestimmten räumlichen Bereich erfassen. Damit würde eine klarere Abgrenzung zu der anschließend erforderlichen Abwägung mit anderen Nutzungsansprüchen an den Raum ermöglicht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Im Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs sollte auf Bundesebene auch die technologische Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung geprüft und ggf. vorgegeben werden. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funktion des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.</li></ul>
<b>Festlegung der Trassenkorridore</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Jedenfalls bei umstrittenen Leitungsbauvorhaben ist die Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen nicht geeignet, ein Raumordnungsverfahren zu ersetzen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens ist die Ausweisung eines Vorranggebietes für die Leitungstrasse wünschenswert, um den ermittelten Trassenkorridor freizuhalten.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Das Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden. Gleichzeitig sollte erläuternd klargestellt werden, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf nicht ausgeschlossen sind.</li></ul>



	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Ebenso sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung von Stromleitungen, ggf. verbunden mit dem Rückbau alter Leitungen, vorzunehmen ist.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Für Höchstspannungserdleitungen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung mit anderen unterirdisch verlegten, linienförmigen Infrastrukturen vorzunehmen ist.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ In den drei vorstehend genannten Fallgestaltungen sollte jeweils geprüft werden, ob auf ein gesondertes Raumordnungsverfahren verzichtet werden kann.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Hinsichtlich der Prüfung des Ausbaubedarfs für die konkrete Leitung kann nicht überzeugend auf ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren verwiesen werden. Vielmehr ist eine transparente und sachlich überzeugende Bedarfsermittlung im Vorfeld erforderlich, wie sie das Energiepaket 2011 nunmehr vorsieht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Da die Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur überprüft worden ist, sollte diese den Netzausbaubedarf im Rahmen des Raumordnungsverfahrens nachvollziehbar darstellen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Planungsbehörde sollte in Raumordnungsverfahren bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen eine aktivere Rolle einnehmen als in der Regel bei anderen Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger der Fall.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Im Raumordnungsverfahren muss eine effektive Beteiligungsmöglichkeit für die Betroffenen bestehen. Dies setzt insbesondere den leichten Zugang zu den Planungsunterlagen voraus.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens müssen die jeweiligen Gegenstände und Funktionen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren verdeutlicht und voneinander abgegrenzt werden. Dies kann insbesondere durch Beispielslisten von Einwendungen geschehen, die typischerweise Gegenstand des Raumordnungsverfahrens oder des Planfeststellungsverfahren sind.</li></ul>



	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Verdeutlicht werden muss, dass die konstruktive Beteiligung an der Festlegung des Trassenkorridors im Raumordnungsverfahren (sowie etwaiger weiterer dort behandelter Beurteilungen) zielführender ist als die Zurückhaltung bis zum Planfeststellungsverfahren.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Einwendungen zu Detailfragen, die nicht Gegenstand des Raumordnungsverfahrens sind, sollten gesammelt und später für das Planfeststellungsverfahren zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich könnte ein Beauftragter für Fragen des Planfeststellungsverfahrens benannt werden, der bereits im Rahmen des Raumordnungsverfahrens beratend zur Verfügung steht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Auch soweit eine formalisierte UVP im Raumordnungsverfahren nicht originär vorgeschrieben ist (Erdleitungen), ist ihre Durchführung empfehlenswert, um die Abschichtungswirkung des § 16 Abs. 2 UVPG in Anspruch nehmen zu können.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die im Landesrecht teilweise vorgesehene kleinräumige Beurteilung der Umweltauswirkungen bereits im Rahmen der raumordnerischen UVP sollte überdacht werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stellung nehmen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Eine abschließende Auswahlentscheidung für Erdverkabelung auf der Ebene der Raumordnung ist sehr problematisch.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Bundesnetzagentur sollte aus Akzeptanzgründen eine klare organisatorische Trennung zwischen den Bereichen „Bedarfsplanung“ und „Bundesfachplanung“ vorsehen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es sollte klargestellt werden, dass die Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG auch auf HGÜ-Leitungen mit weniger als 380 kV Anwendung finden kann, sofern eine solche Spannung für ein Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 EnWG in Betracht kommen sollte.</li></ul>



<b>Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bei der Nutzung bestehender Trassen bzw. der Bündelung von Höchstspannungsleitungen mit anderen linienförmigen Infrastrukturen sollte geprüft werden, ob bei der Erstellung der Antragsunterlagen auf vorhandene Unterlagen aus früheren Genehmigungsverfahren zurückgegriffen werden kann.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Neuregelung des § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG lässt sich dahingehend verstehen, dass die Länge des Verkabelungsabschnittes grundsätzlich nicht von der Genehmigungsbehörde vorgegeben werden kann. Aus besonderen Gründen kann aber im Rahmen der Variantenprüfung eine weitergehende Erdverkabelung vorzugswürdig sein.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Zur Vermeidung von Streitigkeiten könnte normiert werden, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG bzw. § 12e Abs. 3 EnWG die Planunterlagen auch die Alternative der Erdverkabelung behandeln müssen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Zu erwägen ist die Einführung eines Vorsorge-Höchstwertes für die maximale Bodenerwärmung durch Höchstspannungserdkabel im Rahmen einer Immissionsschutzverordnung. Ein solcher Wert könnte etwa bei 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante liegen, sollte aber hinsichtlich einer weiteren Ausdifferenzierung, etwa in Abhängigkeit von den verschiedenen Bodentypen, näher geprüft werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen) ist dahingehend zu verstehen, dass er ein Planfeststellungsverfahren für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es sollte klargestellt werden, dass § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden nicht empfohlen.</li></ul>



	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bei Streitigkeiten über den Umfang naturschutzrechtlicher Ausgleichszahlungen sollte die endgültige Klärung aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung durch einen Auflagenvorbehalt aus dem Planfeststellungsbeschluss herausgelöst und einer ergänzenden Entscheidung vorbehalten werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Finanzielle Ausgleichsleistungen für vom Leitungsbau betroffene Kommunen können den Netzausbau beschleunigen. Geprüft werden sollten Vorgaben zur Mittelverwendung durch die Kommune, die den Einwohnern die finanziellen Vorteile bewusst machen und unmittelbare Vorteile für eine größere Anzahl der betroffenen Einwohner gewährleisten.</li></ul>
<b>Kostenanerkennung in der Anreizregulierung</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen nur in Ausnahmefällen vorsieht, etwa bei einer begrenzten Fortführung von Seekabeln oder grenzüberschreitenden Erdleitungen als Erdkabel. Dies sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es sollte klargestellt werden, dass § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV i.V.m. § 2 Abs. 1 EnLAG Investitionsbudgets nur für die Drehstrom-Teilverkabelung bei den vier EnLAG-Erdkabelpilotvorhaben, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.</li></ul>

**BMU-Studie**  
**„Ökologische Auswirkungen**  
**von 380-kV-Erdleitungen und**  
**HGÜ-Erdleitungen“**

**(03MAP189 Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)**

**Band 2**

**Bericht der Arbeitsgruppe Umwelt**

**Auftraggeber:**

**Bundesministerium für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicher-  
heit**

**Referat KI III 3  
Stresemannstr. 128-130  
10117 Berlin**

**Auftragnehmer:**

**efzn**  
Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen






Am Stollen 19A  
38640 Goslar

**Unterauftragnehmer:**



OECOS GmbH  
Bellmannstraße 36  
22607 Hamburg



<b>Auftraggeber:</b>		
	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	Referat KI III 3 Stresemannstr. 128-130 10117 Berlin
<b>Auftragnehmer:</b>		
 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) <u>Projektleiter:</u> Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck <u>Projektkoordination:</u> Ass. jur. Wolfgang Dietze	Am Stollen 19A 38640 Goslar
<b>Forschungsstellen:</b>		
	Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Leibniz Universität Hannover <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann; Dipl.-Ing. M. Mohrmann; Dipl.-Ing. C. Rathke	Appelstraße 9a 30167 Hannover
	Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierrecht der Technischen Universität Clausthal <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer; Ass.jur. Diana Schneider	Arnold-Sommerfeld-Straße 6 38678 Clausthal-Zellerfeld
	Lehrstuhl für Öffentliches Recht, insbesondere Verwaltungsrecht der Georg-August-Universität Göttingen <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Thomas Mann	Platz der Göttinger Sieben 6, 37073 Göttingen
<b>Unterauftragnehmer:</b>		
	OECOS GmbH <u>Bearbeiter:</u> apl. Prof. Dr. Karsten Runge; ; Dipl. Geogr. Philipp Meister; Dipl. Geogr. Elena Rottgardt	Bellmannstraße 36 22607 Hamburg



# **"Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen"**

## **Bericht der Arbeitsgruppe "Umwelt"**

Bearbeiter: apl. Prof. Dr.-Ing. Karsten Runge

Dr. Ing. Thomas Wachter

Dipl. Geogr. Philipp Meister

Dipl. Geogr. Elena Rottgardt

Der Bericht besteht aus 154 Seiten.

Hamburg, den 31.12.2011

<b>0.1 Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>5</b>
<b>0.2 Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>6</b>
<b>1. Einleitung.....</b>	<b>8</b>
<b>2. Auswirkungen von Erdkabelvarianten auf Mensch, Natur und Umwelt .....</b>	<b>10</b>
2.1 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Gesundheit und Wohlbefinden (Mensch) .....	10
2.1.1 Übersicht .....	10
2.1.2 Beeinträchtigungen durch magnetische Felder .....	10
2.1.3 Beeinträchtigungen durch Unfälle .....	13
2.1.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	13
2.2 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Tiere und Pflanzen.....	15
2.2.1 Übersicht .....	15
2.2.2 Gefährdungsfaktoren .....	16
2.2.3 Auswirkungen von Erdkabeln auf bestimmte Artengruppen .....	18
2.2.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	22
2.3 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Schutzgebiete und Biotope.....	25
2.3.1 Übersicht .....	25
2.3.2 Schutzgebiete .....	25
2.3.3 Gefährungskriterien für Biotope .....	27
2.3.4 Lineare Biotope .....	28
2.3.5 Gehölzbiotope .....	29
2.3.6 Feuchtbiotope .....	31
2.3.7 Ackerbiotope .....	32
2.3.8 Trockenrasen und spezifische Grünlandstandorte .....	33
2.3.9 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	34
2.4 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf das Schutzgut Boden .....	34
2.4.1 Übersicht .....	34
2.4.2 Schutzwürdige Böden .....	35
2.4.3 Bodenverdichtung .....	36
2.4.4 Störung des Bodengefüges durch Aushub, Zwischenlagerung und Wiedereinbau.....	38
2.4.5 Auswirkungen auf den Bodenwasserhaushalt .....	39
2.4.6 Einbringung von Fremdstoffen .....	40
2.4.7 Versiegelung aufgrund von Nebenanlagen .....	41
2.4.8 Bodenerwärmung im Betrieb .....	41
2.4.9 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	43
2.5 Auswirkungen von Erdkabeln auf Gewässer.....	45
2.5.1 Auswirkungen von Erdkabel auf das Grundwasser.....	45
2.5.2 Auswirkungen durch Erdkabel auf Oberflächengewässer .....	46
2.5.3 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	47
2.6 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf das Orts- und Landschaftsbild .....	48

2.6.1	Auswirkungen während der Bauphase.....	48
2.6.2	Auswirkungen durch Anlage und Betrieb .....	48
2.6.3	Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen.....	50
2.7	Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Kultur- und Sachgüter .....	51
2.7.1	Auswirkungen während der Bauphase.....	51
2.7.2	Auswirkungen durch Anlage und Betrieb .....	51
2.7.3	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	51
2.8	Auswirkungen von Erdkabel auf die Luft und das Klima .....	52
2.8.1	Auswirkungen während der Bauphase.....	52
2.8.2	Auswirkungen durch Anlage und Betrieb .....	52
2.8.3	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	52
2.9	Wechselwirkungen.....	52
2.9.1	Wechselwirkungen durch Bündelung von Vorhaben.....	52
2.9.2	Vorhabensbündelung und Wechselwirkungen während der Bauphase .....	53
2.9.3	Vorhabensbündelung und Wechselwirkungen durch Anlage und Betrieb .....	53
<b>3</b>	<b>Umweltauswirkungen von Freileitungen.....</b>	<b>55</b>
3.1	Auswirkungen von Freileitungen auf Gesundheit und Wohlbefinden (Mensch) 55	
3.1.1	Beeinträchtigungen durch elektrische und magnetische Felder .....	55
3.1.2	Beeinträchtigungen durch Koronaentladungen .....	59
3.1.3	Beeinträchtigungen durch Unfälle .....	60
3.1.4	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	60
3.2	Auswirkungen von Freileitungen auf Tiere und Pflanzen.....	61
3.2.1	Gefährdungsfaktoren europäisch geschützter Arten durch Freileitung .....	61
3.2.2	Zerstörung von Pflanzenbeständen .....	63
3.2.3	Gefährdung der Avifauna .....	63
3.2.4	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	78
3.3	Auswirkungen von Freileitungen auf Schutzgebiete und Biotope .....	82
3.3.1	Übersicht .....	82
3.3.2	Streng geschützte Gebiete .....	83
3.3.3	Schwächer geschützte Gebiete .....	84
3.3.4	Gehölzbiotope, Feldgehölze und lineare Gehölzbiotope.....	84
3.3.5	Feuchtgebietsbiotope, Acker- und Grünlandbiotope.....	85
3.3.6	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	86
3.4	Auswirkungen von Freileitungen auf den Boden.....	87
3.4.1	Übersicht.....	87
3.4.2	Funktionsverlust, Versiegelung, Austrocknung und Verdichtung .....	87
3.4.3	Bodeneintrag.....	88
3.4.4	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.....	88
3.5	Auswirkungen von Freileitungen auf Gewässer .....	89

3.5.1	Auswirkungen von Freileitungen auf Grundwasser .....	89
3.5.2	Auswirkungen von Freileitungen auf Oberflächengewässer .....	91
3.5.3	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen .....	91
3.6	Auswirkungen von Freileitungen auf das Orts- und Landschaftsbild .....	91
3.6.1	Auswirkungen während der Bauphase .....	91
3.6.2	Auswirkungen durch Anlage und Betrieb .....	92
3.6.4	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen .....	99
3.7	Auswirkungen von Freileitungen auf Kultur- und Sachgüter .....	100
3.7.1	Auswirkungen während der Bauphase .....	100
3.7.2	Auswirkungen durch Anlage und Betrieb .....	100
3.7.3	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen .....	100
3.8	Auswirkungen von Freileitungen auf die Luft und das Klima .....	100
3.8.1	Auswirkungen während der Bauphase .....	100
3.8.2	Auswirkungen während Anlage und Betrieb .....	101
3.8.3	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen .....	101
3.9	Wechselwirkungen .....	101
3.9.1	Wechselwirkungen durch Bündelung von Vorhaben .....	101
3.9.2	Bündelung und Wechselwirkungen während der Bauphase .....	102
3.9.3	Vorhabensbündelung und Wechselwirkungen durch Anlage und Betrieb .....	102
<b>4</b>	<b>Synoptische Bewertung der Umweltbelange .....</b>	<b>104</b>
<b>5</b>	<b>Exemplarische Darstellungen .....</b>	<b>115</b>
<b>6</b>	<b>Empfehlungen für den Netzausbau aus Umweltsicht .....</b>	<b>116</b>
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>118</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>122</b>
<b>Anhang 1: Gesetzliche Grenzwerte sowie staatliche Vorschriften und Empfehlungen zum Schutz vor niederfrequenten elektrischen und magnetischen Feldern; nachrichtliche Übernahme aus: Neitzke, H.P., Osterhoff, J. (ECOLOG) 2010. ....</b>		<b>135</b>
<b>Anhang 2: Modelltrassenabschnitte für exemplarische Darstellungen .....</b>		<b>142</b>
<b>Anhang 3: Besonders geschützte Arten Übersichten zum Vorkommen von nach Anhang der FFH-Richtlinie in den Bundesländern mit Netzausbauswerpunkten .....</b>		<b>146</b>
<b>Anhang 4: Landschaftsbildbewertung für Freileitungstrassen nach Nohl, Paul und Weigel .....</b>		<b>149</b>
	Landschaftsbildanalyse bei mastenartigen Eingriffen nach Nohl .....	149
	Weiterentwicklung der Nohlschen Landschaftsbildanalyse durch Paul et al. ....	152
	Weiterentwicklung der Nohlschen Landschaftsbildanalyse durch Weigel ....	153

---

## 0.1 Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1: Ausschnitt aus Grenzwerttabelle der ECOLOG-Studie (NEITZKE U. OSTERHOFF 2010).....	14
Tabelle 2: Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Erdkabel (eigene Darstellung) .....	18
Tabelle 3: Bewertungsrahmen zur Klassifikation des Konfliktpotenzials von Biotoptypen gegenüber den baubedingten Auswirkungen von Erdkabeln (Eigene Darstellung nach BfN 2006).....	28
Tabelle 4: Lineare Biotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.).....	29
Tabelle 5: Gehölzbiotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.).....	30
Tabelle 6: Feuchtbiotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.).....	31
Tabelle 7: Ackerbiotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.).....	32
Tabelle 8: Trockenrasen- und Grünlandbiotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.).....	33
Tabelle 9: Verdichtungsempfindliche schutzwürdige Böden (Nach LBEG 2008 u. BUNDESVERBAND BODEN 2003).....	37
Tabelle 10: Entwässerungsempfindliche schutzwürdige Böden (nach LBEG 2008 u. BUNDESVERBAND BODEN 2003).....	40
Tabelle 11: Durchlässigkeitsbeiwerte wassergesättigter Böden (Aus GEO et al. 2009 S. 91 u. Ad Hoc Arbeitsgruppe Boden 1994) .....	46
Tabelle 12: Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Freileitung (eigene Darstellung).....	61
Tabelle 13: Kollisionsopfer an Höchstspannungsleitungen (380 – 400 kV) .....	72
Tabelle 14: Sehr hohe Flächenkonflikte mit Avifauna bei Bau und Betrieb von Freileitungen. ....	77
Tabelle 15. Hohe Flächenkonflikte mit Avifauna bei Bau und Betrieb von Freileitungen. ....	78
Tabelle 16: Erhöhte Flächenkonflikte mit Avifauna bei Bau und Betrieb von Freileitungen. ....	78
Tabelle 17: Bewertung der Empfindlichkeit des Grundwassers (nach IBU 2007, S. 191) ...	90

## 0.2 Abkürzungsverzeichnis

---

µT	Mikro Tesla
ATKIS	Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BauGB	Baugesetzbuch
BBodSchG	Bundesbodenschutzgesetz
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BP	Brutpaar
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft, Schweiz
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques; Gremium für den Informationsaustausch für Hochspannungstechnik
EK	Erdkabel
ELF	niederfrequent (extremely low frequency)
EMF	Elektrische und magnetische Felder
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOK	Erdoberkante
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFH-Gebiet	Europäisches Schutzgebiet gem. FFH-RL
FFH-RL	Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie
FFH-RL	Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie der EU
FL	Freileitung
GEO	Gesellschaft für Energie u. Ökologie mbH
GFK	Glasfaserkunststoff
GIL	Gasisolierte Leitungen
HDD	Horizontal-Bohrverfahren
HDPE	High-density polyethylene
HVDC	High-Voltage Direct Current (Hochspannungs-Gleichstromtechnik)
Hz	Hertz
i. Allg.	im Allgemeinen
IBA	Important Bird Area
ICNIRP	International Commission for Non-Ionising Radiation Protection
KKW	Kernkraftwerk
KÜA	Kabelübergangsanlagen
LANA	Bund/Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz, Landschaftspflege und Erholung
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LBP	Landschaftspflegerischer Begleitplan
LEP	Landesentwicklungsplan
LROP	Landesraumordnungsprogramm
LSG	Landschaftsschutzgebiet
Nds. GVBl.	Niedersächsisches Gesetz- und Verordnungsblatt
NLT	Niedersächsischer Landkreistag
NLWKN	Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz
NNatG	Niedersächsisches Naturschutzgesetz
NSG	Naturschutzgebiet



---

NSG	Naturschutzgebiet
PAK	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
PVC	Polyvinylchlorid
Ramsar	Feuchtgebiete gemäß Ramsarkonvention
ROG	Raumordnungsgesetz
ROV	Raumordnungsverfahren
SSK	Strahlenschutzkommission
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UW	Umspannwerk
VRL	Vogelschutzrichtlinie der EU
VSch- Gebiet	Europäisches Schutzgebiet gem. VRL
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WEA	Windenergieanlage
WHO	World Health Organisation
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie

## 1. Einleitung

Die Umweltwirkungen von Höchstspannungskabeln und Höchstspannungsfreileitungen werden in diesem Teilbericht maßgeblich als Ergebnis einer Literatursynopse dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit gliedern sich die Darstellungen einmal für Erdkabel (Kap. 2), ein anderes Mal für Freileitungen (Kap. 3) nach dem Schutzgüterkatalog des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG §2). Berücksichtigt wurden die Schutzgüter: Mensch (insbes. Gesundheit), Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt (Biotope u. Schutzgebiete), Boden, Wasser, Luft, Klima, Landschaft, Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern. Die zu erwartenden Umweltwirkungen lassen sich schwerpunktmäßig entweder der Bauphase (einschl. Rückbau) oder der Betriebsphase (einschl. der dauerhaften anlagebedingten Wirkungen) zuordnen. Entsprechend gliedert sich die Diskussion der möglichen Projektwirkungen in jedem Unterabschnitt. Letztlich ist eine realistische Projektbewertung erst möglich, wenn auch die denkbaren Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen mit bedacht werden. Auch diese Aspekte werden daher in jedem Unterabschnitt behandelt.

Mit einer möglichst dichten Zitation der Literaturquellen soll im Rahmen der Literatursynopse ein hohes Maß an Nachvollziehbarkeit sichergestellt werden. Abgesehen von landschaftsökologischer, umweltplanerischer und umweltrechtlicher Standardliteratur wurden nationale und internationale Quellen zu Erdkabeln und Freileitungen ausgewertet. Hierzu zählten sowohl Forschungsarbeiten und Zeitschriftenveröffentlichungen als auch Umweltverträglichkeitsstudien aus abgeschlossenen und laufenden Zulassungsverfahren. Aufgrund einer bisher erst geringen Realisierung von Erdkabelleitungen auf der Höchstspannungsebene wurden auch Darstellungen aus Kabelprojekten anderer Spannungsebenen und Darstellungen aus vergleichbaren Projekten, wie z.B. Erdgasleitungen (bezüglich der Umweltwirkungen der Bauphase) mitverwendet.

Auftragsgemäß münden die im Textteil ausführlich dargelegten Umweltsachverhalte in eine tabellarische Orientierungshilfe ein, die in einem vorgelagerten Planungsstadium eine Entscheidung zwischen Erdkabel einerseits und Freileitung andererseits erleichtern soll. Im Einzelnen geht es hierbei um acht Thementabellen, in denen die Umwelteignung von Erdkabeln und Freileitungen im Vergleich auf einer 5-stufigen Skala bewertet werden - soweit dieses auf einer übergreifenden und standortungebundenen Ebene möglich ist. Die Feingliederung des Langtextes nach Bau- und Betriebsphase sowie eine Berücksichtigung von Vermeidungs- u. Minderungsoptionen finden sich in den Tabellen der synoptischen Bewertung wieder.

Eine konkrete Bewertung der zu erwartenden Umweltfolgen bei Bau und Betrieb von Erdkabeln sowie von Freileitungen erfolgt regelmäßig im Rahmen ausführlicher Umweltverträglichkeitsuntersuchungen, die im jeweiligen Genehmigungsverfahren vorgeschrieben sind. Erst im Rahmen einer solchen, die örtlichen Gegebenheiten berücksichtigenden Untersuchung, können die tatsächlich zu erwartenden Umweltwirkungen benannt werden. Die von uns erstellten tabellarischen Einschätzungen sollen derartige Umweltuntersuchungen weder vorwegnehmen noch ersetzen. Sie sind vielmehr als eine grobe Orientierung für die ersten Planungsschritte vorgesehen, die auf dem heutigen Wissens- und Erfahrungsstand zu den einzelnen Umweltschutzgütern einer frühzeitigen Vermeidung vorhersehbarer Planungskonflikte dienen.

Im letzten Abschnitt finden sich unsere Planungsempfehlungen für den weiteren Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Die Empfehlungen aus rechtlicher Sicht werden vom Lehrstuhl für deutsches und internationales Berg- und Energierecht der TU Clausthal vertreten. Die technisch-wirtschaftlichen Empfehlungen vertritt das Fachgebiet Elektrische Energieversorgung an der Leibniz Universität Hannover. Die Umweltempfehlungen wurden von der OECOS GmbH, Hamburg, gearbeitet.

Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) hat eine breitere Erprobung der Höchstspannungsübertragung mittels Erdkabeln in Deutschland erst möglich gemacht. Bislang gibt es - zumindest auf der Höchstspannungsebene - weltweit nur sehr wenig realisierte Projekte. Der Mangel an greifbaren Erfahrungen auf diesem Gebiet hat unsere Quellenrecherchen erschwert; der vorläufige Charakter unserer darauf aufbauenden Ergebnisse und Erkenntnisse ist uns nur allzu bewusst. Unter diesem Vorbehalt hoffen wir dennoch einen auf heutigem Erkenntnisstand sinnvollen und nützlichen Beitrag zu einem umweltverträglichen Ausbau des Höchstspannungsnetzes in Deutschland leisten zu können.

## **2. Auswirkungen von Erdkabelvarianten auf Mensch, Natur und Umwelt**

### **2.1 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Gesundheit und Wohlbefinden (Mensch)**

#### **2.1.1 Übersicht**

Der folgende Abschnitt ist dem aktuellen Forschungsstand zu den Themenfeldern "*Magnetische Feldwirkungen*" und "*Auswirkungen von Unfällen*" gewidmet. Auf "*Elektrische Feldwirkungen*" wird in diesem Abschnitt nicht näher eingegangen, da elektrische Felder durch die metallischen Kabelmäntel komplett abgeschirmt werden (vgl. FBG-FREILEITUNGSBAU GMBH 2004, S. 7 u. BRAKELMANN 2004, S. 40, vgl. Berichtsteil Technik, Teil III). Es handelt sich hierbei ausschließlich um Wirkungen aus Anlage und Betrieb. Unspezifische Bau-Nebeneffekte, bspw. Wohnumfeldqualitätsminderungen durch Schallemissionen von Baufahrzeugen im Umfeld von Baustraßen (vgl. GEO et al. 2009, S. 88) bleiben an dieser Stelle außen vor.

Die Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen auf das Schutzgut Mensch werden u.a. von BERNHARDT 2002; BRAKELMANN 2004; BUWAL 2005; FBG-FREILEITUNGSBAU GMBH 2004; GEO et al. 2009; SSK 2008; SSK 2009; WHO 2001, ICNIRP 2010, SILNY et al. 2001-2011 synoptisch diskutiert.

#### **2.1.2 Beeinträchtigungen durch magnetische Felder**

Jeder von Strom durchflossene Leiter ist von einem magnetischen Feld umgeben. Hochspannungsfreileitungen, Transformatoren, Bahn Oberleitungen und Erdkabel sind als Quelle magnetischer Felder mit Relevanz für den Menschen bekannt (vgl. LUA 2004, S. 2). Die 26. BImSchV regelt die Zulässigkeit elektromagnetischer Felder für Niederfrequenzanlagen. Als solche gelten Erdkabel mit einer Frequenz von 50 Hz und einer Spannung von 1.000 Volt oder mehr. Die bei diesen Anlagen entstehenden Magnetfelder können sowohl organische als auch anorganische Stoffe durchdringen. Dabei gilt, dass die magnetische Flussdichte sich mit zunehmender Stromstärke erhöht. Im Bereich der Erdkabeltrassen treten die stärksten Felder an den Orten mit der geringsten Bodenüberdeckung auf. Die Stärke der Felder nimmt mit zunehmender seitlicher Entfernung exponentiell ab (vgl. Berichtsteil Technik, Teil III Abschn. 3.4; FBG-FREILEITUNGSBAU GMBH 2008, S. 7).

Die Auswirkung der magnetischen Felder von Niederfrequenzanlagen auf den Menschen wird international in einer großen Anzahl von Studien kontrovers erörtert (vgl. u.a. BERNHARDT 2002; BUWAL 2005; GEO et al. 2009; SSK 2008; SSK 2009; WHO 2001, ICNIRP 2010). Das Spektrum der diskutierten Auswirkungen auf den Menschen umfasst dabei u.a.:

- Kanzerogene Wirkungen
- Veränderung der Melatoninproduktion
- Vermehrtes Auftreten von Alzheimer in der Nähe von Hoch- und Höchstspannungsleitungen
- Störbeeinflussung auf aktive Implantate, z.B. Herzschrittmacher
- Auftreten von Kopfschmerzen, Erschöpfungszuständen und Allergien.

Die International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection, ein Beratungsgremium der WHO, fasst den aktuellen Forschungsstand 2010 so zusammen, dass aufgrund der bisherigen Forschungsarbeiten zwar von einer möglichen Beeinflussung auszugehen ist, dass gesundheitliche Auswirkungen aber noch nicht ausreichend belegt sind, um obere Grenzwerte nennenswert herabzusetzen (ICNIRP 2010). Vor dem Hintergrund der bestehenden Wissensunsicherheiten fallen die Grenzwerte weltweit immerhin sehr unterschiedlich aus. Sie werden vielerorts mit hohen Vorsorgemargen versehen (vgl. NEITZKE u. OSTERHOFF S.1). Nach der 26. BImSchV 1996 (§ 3 i.V.m. Anhang 2) liegt der Immissionsgrenzwert der magnetischen Flussdichte in Deutschland bei 100  $\mu\text{T}$  (50 Hz) und gilt für alle Orte, an denen Menschen sich dauerhaft aufhalten können. In der Schweiz gilt ebenfalls 100  $\mu\text{T}$  als Grenzwert. Darüber hinaus wird jedoch ein zweiter Grenzwert von 1  $\mu\text{T}$  für die Dauerexposition an sensiblen Orten definiert. In den Niederlanden darf die Dauerbelastung von Kindern durch Hochspannungsleitungen 0,4  $\mu\text{T}$  nicht überschreiten. In Bremen (2004) empfiehlt der Senator für Arbeit, Frauen, Gesundheit, Jugend und Soziales sogar die Einhaltung von 0,3  $\mu\text{T}$  bei Hochspannungsleitungen. Hier ist jedoch darauf hinzuweisen, dass Werte in dieser Größenordnung bereits regelmäßig in der Nähe allgegenwärtiger Haushaltsgeräte (Mixer, Heizdecken etc.) weit überschritten werden.

Elektrische und magnetische Felder von 380-kV-Kabeln sind im Berichtsteil Technik (Teil III Abschn. 3.4) ausführlich berechnet worden. Studien von BRAKELMANN (2004, S. 40), dem BUND (2007, S. 13) und GEO et al. (2009, S. 170) zufolge werden die Grenzwerte von 100  $\mu\text{T}$  bei 380-kV-Erdleitungen im oberirdischen Bereich nicht überschritten. Einer Studie des BUND (vgl. 2007, S. 13) zufolge wurden bei voller Strombelastung eines 380-kV-Kabels Werte von maximal 30-40  $\mu\text{T}$  erreicht. Im Abstand von 50 m wurden dabei 5  $\mu\text{T}$  unterschritten. BRAKELMANN zufolge liegen die magnetischen Induktionen einer 380-kV-Erdleitung weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes für Dauerexpositionen. Nach BRAKELMANN (2004, S. 40) sei das Magnetfeld eines gebündelten verlegten Kabels in 30 m Abstand von der Trasse praktisch nicht mehr nachweisbar. Eine solche Verlegung reduziert jedoch die Übertragungsleistung erheblich.

Unterschiedlich wird in der Literatur offenbar die Aufpunkthöhe verwendet. So gehen GEO et al. (2009, S. 226) davon aus, dass für die vom Erdkabel ausgehenden

Feldwirkungen auf den Menschen insbesondere die Feldstärken in Brust- bis Kopfhöhe, d.h. in 1,2 m bis 1,8 m über Boden relevant seien, normgerecht ist in Deutschland aber eine Höhe von 0,2 m für Erdkabel, wobei die Überlegung zugrunde liegt, dass Kinder und liegende Personen gegenüber dem zum Boden hin zunehmenden Feld geschützt sein sollen.

Die STRAHLENSCHUTZKOMMISSION (SSK) DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT hat sich erstmals ausführlich 2001 mit wissenschaftlich nachgewiesenen Reaktionen und Gesundheitsbeeinträchtigungen durch niederfrequente magnetische Felder unter dem Titel „Grenzwerte und Vorsorgemaßnahmen zum Schutz der Bevölkerung vor elektromagnetischen Feldern“ befasst. Die SSK (2001, S. 18) gibt darin u.a. folgende vorsorgende Empfehlungen zum Schutz der Bevölkerung vor elektromagnetischen Feldern:

- Maßnahmen ergreifen, um Expositionen durch elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder - insbesondere in den Bereichen, in denen sich Personen regelmäßig über längere Zeit aufhalten - im Rahmen der technischen und wirtschaftlich sinnvollen Möglichkeit (Stand der Technik) zu minimieren,
- relevante Immissionen durch elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder in regelmäßigen Zeitabständen überprüfen,
- bei der Errichtung ortsfester Anlagen, die relevante elektromagnetische Emissionen verursachen, eine verstärkte Information der Bürger und die Einbeziehung von Vertretern der Kommunen in die Planung anstreben,
- die Grenzwerte nicht vollständig ausschöpfen, um einen Spielraum für die Nutzung neuer Technologien in Zukunft zu behalten.

Für Träger von Herzschrittmachern empfiehlt die SSK (2008) einen Grenzwert von 10  $\mu$ T. Im Jahr 2009 präzisiert die SSK ihre Empfehlungen, die gesetzlichen Expositionsgrenzwerte nicht voll auszuschöpfen dahingehend, dass Immissionen von ortsfesten Anlagen zur Energieversorgung an Orten, die der Öffentlichkeit zugänglich sind, deutlich unterhalb der bestehenden Grenzen für die Gesamtexposition gehalten werden sollten. Dies schließe Wohnbereiche und Räumlichkeiten ein, die für den nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Personen der Allgemeinbevölkerung vorgesehen sind (SSK 2009, S. 11; vgl. auch BUWAL 2004, S. 40).

Von einem Nahbereich hoher Magnetfelder abgesehen fallen Magnetfeldemissionen von Erdkabeln der Höchstspannungsebene zu den Seiten hin schnell ab (vgl. Berichtsteil Technik, Teil III, Abschn. 2.1). Gleichzeitig fehlen relevante elektrische Felder bei Erdkabeln. In der Öffentlichkeit wird daher der Einsatz der Erdkabeltechnologie als Alternative zu Freileitungen diskutiert. Das Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen (2008) legt daher für Neutrassen bei Unterschreitung eines Mindestabstands von 400 m zu Wohngebäuden im Geltungsbereich



eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich nach § 34 BauGB und 200 m zu Wohngebäuden im Außenbereich nach § 35 BauGB die Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung fest (Nds. GVBl. 2008, 132, Abschn. 4.2 Ziffer 07, Sätze 6-8; nähere Begründung in Abschn. 3.3.1). Ähnlich wurden diese Werte ebenfalls in § 2 Abs. 2 des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) übernommen. Seit der EnLAG-Novelle vom 7.3.2011 kann im Falle des Neubaus die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde verlangen, eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn die Leitung in den o.g. Abständen von 200 m bzw. 400 m zu Wohngebäuden verlaufen soll (vgl. Berichtsteil Recht, Abschn. 1.4.5.2.3).

### **2.1.3 Beeinträchtigungen durch Unfälle**

GEO et al. (2009, S. 140) zufolge kam es in Deutschland in den vergangenen 10 Jahren im Durchschnitt jährlich zu 3 bis 4 Unfällen an Hochspannungserdkabeln (ab einer Spannungsebene von 110 kV). Technisch betrachtet sind während des Betriebs von Erdkabelleitungen Störungen durch mechanische Einwirkung, durch Korrosion, durch Überspannung oder durch mechanisch thermische Überbeanspruchung möglich (vgl. GEO et al. 2009, S. 54). Die Gefahr eines Stromschlages besteht zwar im Zusammenhang mit Erdarbeiten in der Nähe von Kabeln, jedoch besteht bei Arbeiten an Erdkabeln eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass der Kurzschlussstrom eher über die Baumaschinen abgeleitet wird, als über den menschlichen Körper.

Im Zusammenhang mit Unfällen an Erdkabeln werden in der Literatur weniger die Schäden an Leib und Leben als vielmehr die zumeist aufwendigen Reparaturen thematisiert. Hierbei ist GEO et al. (2009, S. 54) mit einer durchschnittlichen Reparaturzeit von ein bis zwei Wochen zu rechnen, andere Autoren gehen von drei bis vier Wochen aus (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I).

Im Bereich der Umspannwerke kann es sowohl bei Kabeln wie bei Freileitungen im Falle von Explosionen zu einer Freisetzung von Luftschadstoffen kommen (vgl. OBERFELD 2006, S. 89).

### **2.1.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Der Mensch wird während der Bauphase hauptsächlich durch Lärm- und Schadstoffemissionen beeinträchtigt. Diese lassen sich durch eine optimierte Arbeits- und Bauplanung sowie durch eine zügige Baudurchführung minimieren. Durch eine zeitliche Minimierung der Bauarbeiten kann auch die mögliche Trenn- und Barrierewirkung der Baustelle gering gehalten werden. Grundsätzlich muss die Erreichbarkeit von Siedlungen, z.B. durch Krankenwagen und Feuerwehr, ge-



währleistet sein, notfalls mittels der Unterpressung von Verkehrswegen. Die Beinträchtigung durch Schadstoffe der Baustellenfahrzeuge und –geräte kann mit Hilfe eines Einsatzes von schadstoffarmen Fahrzeugen und der Einhaltung von Emissionsschutzwerten auf ein geringes Maß begrenzt werden.

Die metallische Kabelumhüllung von Erdkabeln verhindert die Emission elektrischer Felder. Auch das Magnetfeld lässt sich u.a. durch die Anordnung und Lage der Kabel (möglichst enge Bündelung der Leiter eines Systems, Verlegung in größerer Bodentiefe) erheblich reduzieren. Bestehen in bestimmten Bereichen hohe Anforderungen an die Minimierung des Magnetfeldes, so kann dieses durch technische Maßnahmen zusätzlich eingeschränkt werden. BRAKELMANN (2010, S. 33 ff.) stellt dazu verschiedene Isolationstechniken vor, mit denen auf der 220-kV-Trasse Bad Schwartau – Lübeck (8 km) des Projekts Baltic Cable erstmals auch in Deutschland eine Magnetfeldabschirmung auf 0,2 µT erreicht wurde. Dabei wurden betongefüllte Stahlrohre verwendet, in denen 3 Kabel so dicht geführt wurden, dass das Magnetfeld weitestgehend gegenseitig aufgehoben worden ist - was allerdings einen thermischen Engpass zur Folge hat. Der Aufbau ist vergleichsweise aufwendig, bedingt Restriktionen im technischen Betrieb und ist daher nur für kurze Strecken geeignet. Auch Kompensationsleiter, die parallel über dem Kabel geführt werden, können das Magnetfeld minimieren. Sie werden Brakelmann (mdl.) zufolge standardmäßig im Muffenbereich eingesetzt. Eine weitere Möglichkeit der Abschirmung des Magnetfeldes wird ggf. eine in das Kabel eingearbeitete permeable Spezialfolie bieten (BRAKELMANN 2010, S. 33 ff.).

**Tabelle 1:** Ausschnitt aus Grenzwerttabelle der ECOLOG-Studie (NEITZKE U. OSTERHOFF 2010)

INSTITUTION/VORSCHRIFT (JAHR)	ANWENDUNGSBEREICH	FREQUENZ [Hz]	ELEKTR. FELD [V/m]	MAGNET. FELD [µT]
<b>Deutschland</b>				
26. Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz	Bevölkerung, gewerblich genutzte Anlagen, Dauerexposition	50	5.000	100
	Bevölkerung, gewerblich genutzte Anlagen, kurzfristige Überschreitung		10.000	200
<b>Bundesland Bremen</b>				
Senator für Arbeit, Frauen, Gesundheit, Jugend und Soziales Empfehlung zur Gesundheitsvorsorge bei Niederfrequenzanlagen	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen	50		0,3
<b>Bundesland Nordrhein-Westfalen</b>				
Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (MUNLV) Abstandserlass (2004)	Bevölkerung, Hochspannungsfreileitungen	50		10

## **2.2 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Tiere und Pflanzen**

### **2.2.1 Übersicht**

Pflanzen und Tiere können auf unterschiedliche Weise beeinträchtigt werden, bei Erdkabeltrassen v.a. durch die aufwändigen Tiefbauarbeiten. Die rechtlichen Anforderungen enthalten dazu unterschiedlich strenge Maßstäbe. Viele Beeinträchtigungen der gefährdeten und geschützten Tiere und Pflanzen werden bspw. nach § 30 BNatSchG auf der Basis des Biotopschutzes untersagt (vgl. Abschn. 2.3). Ein weiteres Schutzregime für Tiere und Pflanzen, unabhängig vom Regime des Gebietsschutzes, schreibt der spezielle Artenschutz nach §§ 44, 45 BNatSchG vor, der sich auf Tier- und Pflanzenarten nach Anhang IV der FFH-Richtlinie sowie auf europäische Vogelarten bezieht. Um die Arten nach Anhang IV der FFH-Richtlinie sowie die europäischen Vogelarten gemeinsam zu benennen, wird im Folgenden auch der Begriff „europäisch geschützte Arten“ verwendet (im Anhang 3 zu diesem Text wurden von uns Tabellen der Anhang IV-Arten zusammengestellt, die in den besonders netzausbaurelevanten Bundesländern vorkommen). Gemäß § 44 Abs. 1 BNatSchG ist generell zu unterlassen:

1. wildlebenden Tieren der besonders geschützten Arten nachzustellen, sie zu fangen, zu verletzen, zu töten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, zu beschädigen oder zu zerstören,
2. wild lebende Tiere der streng geschützten Arten und der europäischen Vogelarten während der Fortpflanzungs-, Aufzucht-, Mauser-, Überwinterungs- und Wanderzeiten erheblich zu stören; eine erhebliche Störung liegt vor, wenn sich durch die Störung der Erhaltungszustand der lokalen Population einer Art verschlechtert,
3. Fortpflanzungs- oder Ruhestätten der wild lebenden Tiere der besonders geschützten Arten aus der Natur zu entnehmen, zu beschädigen oder zu zerstören,
4. wild lebende Pflanzen der besonders geschützten Arten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, sie oder ihre Standorte zu beschädigen oder zu zerstören.

Wenn die o.g. Beeinträchtigungen nicht vermeidbar sind, dann können gem. § 45 BNatSchG Ausnahmen zugelassen werden, wenn u.a. zumutbare Alternativen nicht gegeben sind und sich der Erhaltungszustand der jeweiligen Tier- oder Pflanzenpopulation nicht verschlechtert. Der "Erhaltungszustand der Population", d.h. nicht der des Einzelindividuums, ist gem. § 45 BNatSchG ausschlaggebend für die Beurteilung der bei großen Bauvorhaben oft unvermeidlichen einzelnen Tötungen oder Störungen von Tieren und Pflanzen (LANA 2010, S. 16; FEHRENSSEN 2009, S. 17). Die für Naturschutz und Landschaftspflege zuständigen Behörden können im Einzelfall wei-

tere Ausnahmen zulassen, z.B. wenn zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses dieses gebieten. Zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses liegen vor, wenn durch öffentliche oder private Vorhaben grundsätzlich dem Wohl der Allgemeinheit gedient wird (LANA 2010, GELLERMANN 2009).

Ein artenschutzrechtliches Ausnahmeverfahren kann vermieden werden, wenn bestimmte Sonderregelungen zutreffen bzw. angewendet werden können (§ 44 Abs. 5 BNatSchG). So werden bei Arten nach Anhang IV der FFH-Richtlinie (Richtlinie 92/43/EWG) sowie bei europäischen Vogelarten Tötungs- und Verletzungsverbote (Nr. 1) oder Verbote zur Zerstörung oder Beschädigung von Fortpflanzungs- und Ruhestätten (Nr. 3) nicht gewertet, soweit die ökologische Funktion im räumlichen Zusammenhang der von dem Eingriff oder Vorhaben betroffenen Fortpflanzungs- oder Ruhestätten durch geeignete und in ausreichendem Umfang vorhandene Habitatflächen weiterhin erfüllt wird. Zur Gewährleistung dieser Funktion können auch "vorgezogene Ausgleichsmaßnahmen" bzw. „funktionserhaltende Maßnahmen“ durchgeführt werden (Europäische Kommission 2007, Nr. 73).

Die artenschutzrechtlichen Regelungen weisen eine hohe Verfahrensrelevanz auf, da sie nicht der Abwägung unterliegen und LANA (2010) zufolge striktes Recht markieren. Ggf. erforderliche Abweichungsverfahren führen zwangsläufig auch zur Erwägung alternativer Trassenvarianten.

### **2.2.2 Gefährdungsfaktoren**

Bei Erdkabeln können vor allem in der Bauphase Tier- und Pflanzenarten gefährdet werden, da die Kabelverlegung umfangreiche Bodenbewegungen erfordert. In der Betriebsphase steht der Trassenbereich erneut als Standort für flachwurzelnende Pflanzen oder als Habitat für Tierarten zur Verfügung. Eine mögliche Wärmeeinwirkung auf Boden u. Vegetation sowie eine ggf. erforderliche Trassenfreihaltung sind die Hauptfaktoren, die auf geschützte Arten im Betrieb einer Kabeltrasse einwirken können.

Zu den artenschutzrechtlich relevanten Hauptgefährdungsfaktoren während der umfangreichen Bauarbeiten zählen die unbeabsichtigte Tötung und Verletzung von Tieren und Pflanzen, Störung von wildlebenden Tieren in empfindlichen Lebensphasen sowie die Vernichtung von Fortpflanzungs- und Ruhestätten.

Die unvermeidbare betriebsbedingte Tötung einzelner Individuen (z. B. Tierkollisionen nach Inbetriebnahme einer Straße) fällt in der Regel nicht unter die Verbote gem. § 44 Abs. 1 BNatSchG. Nach der Rechtsprechung (vgl. BVerwG Urteil v. 12.3.2008 A 3.06; 9.7.2008, Az. 9 A 14/07) muss sich durch ein Vorhaben das Risiko des Erfolgsintritts (Tötung besonders geschützter Tiere) in signifikanter Weise erhöhen, damit ein Verbot greift (LANA 2010). Ebenso wenig greift der spezielle Artenschutz, wenn trotz Vorsorgemaßnahmen die Tötung einzelner Tiere nicht ausgeschlossen werden

kann, aber die für die Art zentralen Habitate erhalten bleiben (OVG Münster, Urteil vom 19.3.2008, ANDRIAN-WERBURG et al. 2009).

Damit die europäisch geschützte Arten insbesondere während der Fortpflanzungs-, Aufzucht-, Mauser-, Überwinterungs- und Wanderzeiten nicht erheblich gestört werden, ist darauf zu achten, dass in den entsprechenden Zeiten Beunruhigungen und Scheuchwirkungen z.B. infolge von Bewegung, Lärm oder Licht, sowie Zerschneidungswirkungen und Lichtemissionen minimiert werden (LANA 2010, S. 5). Eine erhebliche Störung liegt vor, wenn sich dadurch der „Erhaltungszustand der lokalen Population“ verschlechtert. Dies ist der Fall, wenn sich die Störung auf die Überlebenschancen, die Reproduktionsfähigkeit und den Fortpflanzungserfolg der lokalen Population auswirkt (LANA 2010, S. 5). Alle Orte im Gesamtlebensraum einer Tierart, die im Verlauf des Fortpflanzungsgeschehens benötigt werden, sind als Fortpflanzungsstätte geschützt. Dies sind z.B. Balzplätze, Paarungsgebiete, Neststandorte, Brutplätze oder -kolonien, Wurfbaue oder -plätze, Eiablage-, Verpuppungs- und Schlupfplätze oder Areale, die von den Larven oder Jungen genutzt werden (LANA 2010, S. 8). Regelmäßig genutzte Fortpflanzungs- oder Ruhestätten unterliegen auch dann dem Artenschutzregime, wenn sie gerade nicht besetzt sind (Europäische Kommission 2007, Nr. 54). Andererseits ist die Zerstörung einer Fortpflanzungs- oder Ruhestätte nicht standorttreuer Tierarten, die ihre Lebensstätten regelmäßig wechseln und nicht erneut nutzen, außerhalb der Nutzungszeiten kein Verstoß gegen den speziellen Artenschutz.

Geschützte Ruhestätten umfassen alle Orte, die von Tieren regelmäßig zum Ruhen oder Schlafen aufgesucht werden oder an die es sich zu Zeiten längerer Inaktivität zurückzieht. Als Ruhestätten gelten z.B. Schlaf-, Mauser- und Rastplätze, Sonnenplätze, Schlafbaue oder -nester, Verstecke und Schutzbauten sowie Sommer- und Winterquartiere. Nahrungs- und Jagdbereiche sowie Flugrouten und Wanderkorridore unterliegen als solche nicht dem Verbot des § 44 Abs. 1 Nr. 3 BNatSchG (ebd.).

In der Tabelle 2 werden Gefährdungen europäisch geschützter Arten durch Erdkabelprojekte eingeschätzt. Die dabei weit verbreiteten Artengruppen werden in den folgenden Abschnitten gesondert vorgestellt. Eine Reihe von Leitfäden und Handbüchern zum speziellen Artenschutz des BfN und der entsprechenden Landesämter spezifizieren die in diesen Abschnitten nur cursorisch aufgeführten Hinweise (z.B. GEISLER 2007; NLWKN 2009; ROLL et al. 2007 LÜTTMANN 2007, TRAUTNER 2008). Erwähnenswert sind u.a. der Leitfaden der Europäischen Kommission (Europäische Kommission 2007) und die Auslegungshinweise der Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz (LANA 2010).

**Tabelle 2:** Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Erdkabel (eigene Darstellung)

Vorhaben	Wirkbe- reiche	Farne	Samenpflanzen	Weichtiere	Libellen	Käfer	Schmetterlinge	Rundmäuler und Fische	Lurche	Kriechtiere	Fledermäuse	Gesch. Säuge- tiere	Rast- und Brut- vögel
Bauphase	1 Tötung			x	-	x	-	-	-	-	x	-	-
	2 Störung			-	-	-	-	-	x	x	x	x	x
	3 Fort- pflanz.			-	-	-	-	-	-	-	x	x	x
	4 Zerstö- rung	x	x										
Anlage/ Betrieb	1 Tötung												
	2 Störung										-	-	-
	3 Fort- pflanz.										-		-
	4 Zerstö- rung	-	-										

**Legende:** leer = kein Risiko; - = Risiko; x = erhöhtes Risiko

## 2.2.3 Auswirkungen von Erdkabeln auf bestimmte Artengruppen

### 2.2.3.1 Geschützte Pflanzen

Grundsätzlich ist mit potenziellen Vorkommen geschützter Pflanzenarten im Trassenbereich zu rechnen. Gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 4 BNatSchG ist es verboten, wild lebende Pflanzen der besonders geschützten Arten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, sie oder ihre Standorte zu beschädigen oder zu zerstören. Nach § 19 BNatSchG sind Eingriffe für den Fall, dass keine europäisch geschützten Arten betroffen sind, jedoch zugelassen.

Kälteliebende Pflanzenarten, die bevorzugt an Nordhängen und Senken siedeln, werden, soweit vom direkten Verlauf einer Erdkabeltrasse betroffen, hinsichtlich ihrer Wärmetoleranz zu beurteilen sein. Wenn seltene Ausnahmesituationen mit über lange Zeit andauernder, deutlich erhöhter Wärmeemission und phänologisch empfindlichen Entwicklungsphasen, z.B. Frühjahrsaustrieb, auf schlecht ableitenden Böden zusammentreffen, können Beeinträchtigungen, bspw. durch Spätfrost, nicht ausgeschlossen werden (vgl. Uther et. al. 2009).

### 2.2.3.2 Weichtiere, Libellen, Käfer und Schmetterlinge

Weichtiere, Libellen, Käfer und Schmetterlinge können im Zuge der Bauphase grundsätzlich durch allgemeine Bautätigkeit, die Entfernung von Bäumen und Sträuchern, die Anlage von Schutzstreifen sowie die Emission von Lärm, Licht und Erschütterungen beeinträchtigt werden.

Da Weichtiere und Insekten im Vergleich zu anderen Tieren sehr geringe bis keine Fluchtdistanzen aufweisen, werden die potentiellen Beeinträchtigungen von lokalen Insektenpopulationen durch den Baubetrieb i. Allg. selbst im Hinblick auf ihren Erhaltungszustand als vernachlässigbar eingestuft. Andererseits haben diese Tiere kleinräumige Aktionsradien und bewohnen eng beieinander liegende Teillebensräume. Mit der Beschädigung von Habitaten können daher gleichzeitig auch Tierverluste bzw. Verluste von Fortpflanzungsstadien einher gehen. IBNI (2008a S. 55) berichtet bspw. vom Vorkommen eines Altholz bewohnenden Käfers, des Großen Eichenbocks, in bestimmten Trassenabschnitten. Die Entfernung entsprechend besetzter Bäume kann mitunter zu Auswirkungen auf der Populationsebene führen. *"Aufgrund des geringen Ausbreitungspotenzials Altholz bewohnender Käfer können mehrere Generationen auf ein und demselben Baum angetroffen werden. In Abhängigkeit der Entfernung zu den nächsten als Lebensraum geeigneten Baumstandorten kann dies dazu führen, dass ein Baum eine gesamte Metapopulation beherbergt. Die Entfernung eines als Wohnstätte genutzten Baumes kann somit zur Extinktion der lokalen Käferpopulation führen"* (IBNI 2008a S. 55).

#### **2.2.3.3 Amphibien und Reptilien**

Aufgrund der umfangreichen Tiefbauarbeiten besteht bei Erdkabelvorhaben insbesondere für geschützte Landtiere mit geringer Mobilität eine besondere Gefährdung, da sie durch die Bauarbeiten gestört, verletzt, getötet oder ihre Wanderwege, Aufenthalts- und Fortpflanzungsstätten beschädigt oder vernichtet werden können. Dies trifft gleichermaßen auch für Lurche (Amphibien) und Kriechtiere (Reptilien) zu. Im Einzelnen kann während der Bauarbeiten die Baufeldfreimachung durch visuelle Störungen, Lärmemissionen, Erschütterungen und der Entfernung von Vegetation zu Beeinträchtigungen führen.

Amphibien beanspruchen in Abhängigkeit des Jahreszyklus sowohl aquatische als auch terrestrische Lebensräume. Daher sind auch terrestrisch in der Bauphase entlang der gesamten Kabeltrasse und an den Baustellenzufahrten Tierverluste auf den Wanderkorridoren sowie in den Sommer- und Winterlebensräumen möglich.

#### **2.2.3.4 Fledermäuse**

Fledermäuse können durch unterschiedliche Projektwirkungen im Zuge der Bauphase beeinträchtigt werden. Hierzu gehören neben der Bautätigkeit selbst die Entfernung von Bäumen und Sträuchern, die von den Fledermäusen als Unterschlupf dienen, die Anlage von Schutzstreifen sowie die Emission von Lärm, Licht und Erschütterungen.

Quartierstandorte und potenzielle Wochenstuben bzw. Winterquartiere für baumbewohnende Arten befinden sich insbesondere in älteren Bäumen, die artgerechte Aushöhlungen und Spalten aufweisen. Die Entfernung von Quartierstandorten ist



dauerhaft, soweit nicht im Zuge vorgezogener Kompensationsmaßnahmen gegengesteuert werden kann. Negative Auswirkungen auf den Erhaltungszustand lokaler und regionaler Populationen können nicht ausgeschlossen werden.

#### **2.2.3.5 Geschützte Landsäugetiere**

Landsäugetiere können durch unterschiedliche Projektwirkungen im Zuge der Bauphase beeinträchtigt werden. Hierzu gehören neben der Bautätigkeit selbst die Entfernung von Bäumen und Sträuchern, die Anlage von Schutzstreifen sowie die Emission von Lärm, Licht und Erschütterungen.

#### **2.2.3.6 Avifauna**

Vögel sind hochmobile Tiere, die in der Regel mit einem guten Seh- und Hörvermögen ausgestattet sind und eine artspezifische Fluchtdistanz gegenüber Störquellen einhalten. Während der Bauphase treten durch anthropogene Präsenz und den Einsatz von Baufahrzeugen- und -maschinen optische Reize, Schall, und ggf. mechanische Beanspruchung als Wirkfaktoren auf.

Aufgrund des Fluchtinstinktes der Vögel sind bei Rast- und Zugvögeln sowie bei adulten Brutvögeln folglich keine Verluste von Individuen durch Bautätigkeiten zu erwarten, zudem bei den Baumaschinen und Transportfahrzeugen relativ niedrige Fortbewegungsgeschwindigkeiten sowohl im Baustellenbereich als auch in den Baustellenzufahrten anzunehmen sind.

Im Zuge der Baufeldfreimachung ist zur entsprechenden Jahreszeit jedoch mit Verlusten von Entwicklungsformen (Eier und Jungvögel) zu rechnen. In Abhängigkeit der artspezifischen Empfindlichkeitsprofile können regionale Auswirkungen auf den Erhaltungszustand bestimmter Arten nicht ausgeschlossen werden (IBNI 2008a S. 33).

Durch Lärm, Erschütterungen und optische Reize kann es jedoch zu Störungen von Vögeln kommen. Die Auswirkungen können generell von der temporären Meidung des entsprechenden Gebietes bis hin zur dauerhaften Aufgabe von bspw. Brutplätzen reichen (vgl. FADE 1994, GARNIEL et al. 2007). Entscheidend für das Ausmaß der Beeinträchtigungen sind die artspezifische Empfindlichkeit der betroffenen Arten, die Intensität und Dauer der Störungen sowie die Jahreszeit, in der diese stattfinden. Bei störungssensiblen Arten ist mit signifikanten Veränderungen des Raumnutzungsverhaltens zu rechnen. So können potenziell geeignete Brutstandorte im Zuge von vorhabensbedingten Scheuch- und Vergrämungswirkungen von empfindlichen Arten während der Bauzeiten gemieden werden. Bauzeitliche Funktionsverluste in Brutvogellebensräumen sind somit möglich. Während der Reproduktionsphase kann die optische und akustische Beeinträchtigung des Weiteren zum Verlassen des Geleges bzw. zur Unterversorgung der Jungen führen, was sich negativ auf den Reproduktionserfolg betroffener Vogelpopulationen auswirken kann (IBNI 2008a S. 39/40).

In der Betriebsphase kann es über Veränderungen von Biotopen zu Veränderungen des Nahrungs-, Nist- und Schlafplatzangebotes für Vögel kommen. Verschiedene Vogellebensräume sind dabei in unterschiedlichem Ausmaß betroffen.

Brutvogelhabitate der offenen Kulturlandschaft (Ackerschläge, Intensivgrünland) sind aufgrund der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung ohnehin einem regelmäßigen Wandel ausgesetzt (Ackerumbruch, Ansaat und Wechsel von Feldfrüchten, Beweidung, Mahd). Die Lebensraumverluste auf Ackerflächen sind insofern marginal, als aufgrund der hohen Regenerierbarkeit der Ackerwildkrautflora sowie aufgrund der durch regelmäßige Bewirtschaftung begründeten jährlichen Veränderung des Bodengefüges eine rasche Wiederherstellung der Lebensraumfunktionen zu erwarten ist. Auf Grünlandflächen ist davon auszugehen, dass je nach Intensivierungsgrad und Entwicklungspotenzial die Beeinträchtigungen der Brutvogellebensräume durch Entfernung der Vegetation und Bodenveränderung maximal zwei bis drei Vegetationsperioden anhalten. Spätestens nach diesem Zeitraum sind die ursprünglichen Lebensraumstrukturen wieder hergestellt (IBNI 2008a S. 35).

In Lebensräumen von Waldvögeln sind während der Betriebsphase unter Umständen Beeinträchtigungen zu erwarten. Waldschneisen, die in einem engeren Bereich (bis ca. 100 m) um Horste von störepfindlichen Großvogelarten wie See-, und Schreiadler, Wanderfalke, Schwarzstorch, Kranich und Uhus angelegt werden, können auf dem Wege von Veränderungen des Gebietscharakters zur Aufgabe des Brutstandortes führen (LAND BANDENBURG 1997, NLWKN 2010b, RYSLAVY & PUTZE 2000).

Andere Vogelarten können auf unterschiedliche Weise von Waldschneisen profitieren. Oft ist im Bereich der Schneisen eine Zunahme der Kleinsäugerarten und -abundanzen und somit eine Verbesserung des Nahrungsangebotes für bspw. Greifvögel und Eulen zu beobachten (ABERLE & PARTL 2005, vgl. NLWKN 2010c, NLWKN 2010d, GLUTZ VON BLOTZHEIM 1994). Schneisen können als künstliche Lichtungen in dichten Wäldern die Funktion als Lebensraum für Ameisen einnehmen, die Bestandteil der Nahrung von waldbewohnenden Arten wie bspw. des Schwarzspechts sind (NLWKN 2010e).

Innerhalb von geschlossenen Waldbereichen besiedeln manche Arten v. a. die lichten Übergangsbereiche zu Schneisen, wie bspw. der Trauerschnäpper (LFUG & FÖA 1997). Hinsichtlich des Vogelartenspektrums ist eine Verschiebung hin zu Arten der Waldränder und Hecken wie bspw. Goldammer, Baumpieper, Neuntöter und Wendehals möglich (GEO et al. 2009). Insgesamt können Waldschneisen somit zur Lebensraum- und Artenvielfalt beitragen (vgl. Abschn. 2.3).

Betriebsbedingte Störwirkungen durch Wartungs- und Kontrollarbeiten treten nur sporadisch im Jahresverlauf auf. Sie werden als nicht geeignet erachtet, das Brutgeschehen im Untersuchungsraum signifikant zu beeinträchtigen (IBNI 2008a S. 39/40).



## **2.2.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

### **2.2.4.1 Übersicht**

Grundsätzlich können auch bei europäisch geschützter Arten die klassischen Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen und insbesondere auch die der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung dazu dienen, Beeinträchtigungen abzumildern. Durch eine optimierte Trassenführung lassen sich schon frühzeitig Beeinträchtigungen vermeiden. Bauzeitbeschränkungen auf Jahreszeiten mit einer geringen Aktivität der geschützten Arten können darüber hinaus das Verletzungs- und Tötungsrisiko signifikant reduzieren. Daneben führt das Artenschutzrecht noch spezielle Regelungen für eine Vermeidung und Minderung ein. So können ggf. "vorgezogene Ausgleichsmaßnahmen zur Sicherung der ökologischen Funktion im räumlichen Zusammenhang" (§ 44 Abs. 5 BNatSchG) durchgeführt werden. Sie zielen auf eine aktive Verbesserung oder Erweiterung einer Fortpflanzungs- oder Ruhestätte ab und sind insofern von den klassischen Vermeidungsmaßnahmen, die lediglich die Schonung der Fortpflanzungs- und Ruhestätte im Blick haben, zu unterscheiden (ANDRIAN-WERBURG et al. 2009, S. 34).

Falls vorgezogene Ausgleichsmaßnahmen vor Baubeginn durchgeführt werden, können ausnahmsweise auch großräumige Kompensationsmaßnahmen im Zuge der Eingriffsregelung dazu führen, den Erhaltungszustand einer lokalen Population zu wahren. Eine vorhabensbedingte Störung von Individuen einer Art ist dann nicht als erheblich im Sinne des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG anzusehen (BVerwG, Urteil v. 12.3.2008, Rdnr. 259; dazu kritisch GELLERMANN 2009, S. 12).

Als eine geeignete vorgezogene Ausgleichsmaßnahme ist beispielsweise die qualitative und quantitative Verbesserung bestehender Lebensstätten oder die Anlage neuer Lebensstätten in räumlichem Zusammenhang zur betroffenen Lebensstätte zu werten. Die funktionserhaltenden Maßnahmen müssen bereits zum Eingriffszeitpunkt wirksam sein. Die Sonderregelung greift vor allem bei Arten mit kleinräumlichen Ansprüchen und/oder bei Arten, die ihre Fortpflanzungs- und Ruhestätten regelmäßig wechseln und nicht erneut nutzen (LANA 2010, S. 10f.).

Weiterhin können standortspezifische Maßnahmen zur Sicherung des Erhaltungszustands - bspw. die Anlage einer neuen Lebensstätte - dazu dienen, eine artenschutzrechtliche Ausnahme zu begründen und eine Verschlechterung des Erhaltungszustands der Population der betroffenen Art zu vermeiden. Die Festlegung solcher Maßnahmen ist in jedem Fall verpflichtend, wenn der günstige Erhaltungszustand einer betroffenen Population nicht ohne (zusätzliche) Maßnahmen gewährleistet ist. Im Gegensatz zu den vorgezogenen Ausgleichsmaßnahmen kann bei den Erhaltungsmaßnahmen der Bezug von Maßnahme zum Eingriffsort weiträumig gelockert sein. Eine direkte funktionale Verbindung zur betroffenen Lebensstätte ist nicht erforderlich (ADRIAN-WERBURG et al. 2009, S. 36, LANA 2010, S. 17f.).

#### **2.2.4.2 Amphibien und Reptilien**

Tierverluste an Wanderungswegen lassen sich durch Amphibienleiteinrichtungen erheblich reduzieren. Diese Maßnahmen dienen dazu, die Tiere vom Kabelgraben sowie von den Baustellenzufahrten fortzuleiten. Zur Hauptwanderzeit der Amphibien im Frühjahr sind in entsprechenden Schwerpunkträumen zusätzlich im Abstand von 20 bis 30 m Fanggefäße empfehlenswert, aus denen die Tiere regelmäßig umzusetzen sind (vgl. IBNI 2008a, S. 49 ff.). Beeinträchtigungen im Raumnutzungsverhalten durch die Amphibienleiteinrichtungen sind bei regelmäßiger Wartung nicht artenschutzrelevant.

Gewässer und Feuchtbereiche dienen Amphibien als Fortpflanzungsstätten. Im Gewässerbereich ist insbesondere der Amphibienlaich gefährdet. Bei offenen Gewässerquerungen für Erdkabeltrassen ist daher darauf zu achten, dass die beeinträchtigten Bereiche schmal gehalten werden und es zu keiner wesentlichen qualitativen Veränderung von Gewässern oder zu einer Verminderung des Wasserstands kommt. Falls eine Trasse durch Feuchtgebiete verlegt wird, sind Maßnahmen zur Sicherung des Wasserstands in den ggf. benachbarten Oberflächengewässern zu ergreifen. Laut IBNI (2008a, S. 49 ff.) können eventuelle bauzeitliche Einbußen des Reproduktionserfolgs bei Amphibien aufgrund des hohen Reproduktionspotenzials bereits in der darauffolgenden Laichperiode wieder kompensiert werden.

Für Reptilien gelten sowohl hinsichtlich der Bedrohungen als auch hinsichtlich der Vermeidung von Tierverlusten im Zuge bauzeitlicher Zerschneidungswirkungen weitgehend analog die zu den für Amphibien gemachten Ausführungen. Als Kaltblüter sind Reptilien auf sonnige Lebensräume angewiesen, die ihnen Unterschlupf und Möglichkeiten der Eiablage gewähren. Im Rahmen der Trassenplanung ist deshalb darauf zu achten, dass entsprechende Standorte gemieden werden. Verbreitungsangaben und artspezifische Angaben zum Lebensraum finden sich in den Informationssystemen der Länder.

Zur Sicherung der ökologischen Funktion von Fortpflanzungs- oder Ruhestätten bei Amphibien und Reptilien führt der Hessische Leitfaden zum Artenschutz mehrere Beispiele an, die auch für den Bau von Erdkabeltrassen relevant sind. Hierzu gehören u.a. (ADRIAN-WERBURG 2009, S. 35) die vorgezogene Schaffung von Flutmulden als Ausweichlaichgewässer, die vorgezogene Schaffung von neuen Sonnenplätzen für Reptilien und die vorgezogene Errichtung von Trockensteinmauern.

#### **2.2.4.3 Fledermäuse**

Vor der Baufeldfreimachung bedarf es einer Untersuchung des zu entfernenden Waldbestandes auf Fledermausvorkommen (IBNI et al. 2008, S. 187). Waldtrassen sind vor der Baufeldfreimachung auf das Vorhandensein potenzieller Höhlenbäume zu überprüfen. Verluste von Tieren lassen sich ggf. durch fachgerechte Umsiedlungsmaßnahmen vermeiden.

Da die Bauarbeiten i. Allg. tagsüber durchgeführt werden, werden die nachtaktiven Fledermausarten in ihren Ruhezeiten störungssensibel. Durch Bauzeitenregelungen können erhebliche Störungen europäisch geschützter Fledermausarten v.a. in Wochenstubenzeiten und Winterruhe vermieden werden (vgl. OVG Münster, Urteil hinsichtlich einer 380-kV-Hochspannungsfreileitung vom 19.3.2008, Az. 11 B 289/08.AK).

#### **2.2.4.4 Geschützte Landsäugetiere**

Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen für geschützte Landsäugetiere können artenspezifisch sehr unterschiedlich ausfallen. In den in Frage kommenden Gebieten kann durch eine vorherige Trassenbegehung und ggf. Umsiedlung von Tieren vermieden werden, dass im Zuge der Baufeldfreimachung aktuell genutzte Bauten von Landsäugetieren mit den sich darin befindlichen Tieren, insbesondere Jungtieren, vernichtet werden. Kollisionen von Baufahrzeugen mit ausweichenden Tieren lassen sich durch Abzäunungen vermeiden. Nächtliche Bauarbeiten sollten insbesondere bei der Querung von Fließgewässern mit Biber- und Fischotterbesatz nur nach sorgfältiger Prüfung durchgeführt werden (IBNI 2008a S. 45 ff.).

#### **2.2.4.5 Avifauna**

Von den Bauarbeiten für Erdkabeltrassen können vor allem lärm- und störungsempfindliche Vogelarten beeinträchtigt werden, die in der Projektumgebung brüten oder ihre Jungen aufziehen. Um dies zu vermeiden, muss ein geeigneter Zeitraum für die Baumaßnahme festgelegt werden. Das Zeitfenster wird im Wesentlichen durch die störempfindliche Brutzeit von März bis Ende August bestimmt. Regional, besonders in der Nähe von Gewässern, die als Rasthabitat dienen, sind sensible Zeitabschnitte (bspw. Mauser, Sammelschlafplätze von Wasservögeln im Herbst) zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund sind in einigen Landesnaturschutzgesetzen Sperrzeiten für Rodungsarbeiten festgelegt. So dürfen vom 15. März bis 30. September (Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern) oder vom 1. März bis 30. September (Niedersachsen) keine Gehölze beseitigt werden.

Ist absehbar, dass sich die Bauarbeiten nicht auf einen Zeitraum außerhalb der Brutzeit verlegen lassen, so lassen sich zumindest im Vorfeld Vorkehrungen treffen. Brutvögel können noch vor Beginn der Brutzeit vergrämt werden, so dass eine Ansiedlung verhindert wird und im Laufe der Baumaßnahmen keine Brutverluste zu verzeichnen sind (GEO et al. 2009).

#### **2.2.4.6 Geschützte Pflanzen**

Standorte geschützter Pflanzen können ggf. durch eine Feintrassierung geschont werden. Falls dies nicht möglich ist, kann die ökologische Funktion des betroffenen

Pflanzenstandorts im räumlichen Zusammenhang ggf. durch vorgezogene Kompensationsmaßnahmen weiterhin erfüllt werden.

## **2.3 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Schutzgebiete und Biotope**

### **2.3.1 Übersicht**

Vom Ausschluss des direkten Trassenverlaufs für tiefwurzelnde Pflanzen abgesehen sind die maßgeblichen Auswirkungen von Erdkabeln auf Biotope und Schutzgebiete nahezu ausschließlich der Bauphase zuzuordnen. Aufgrund der umfassenden Tiefbauarbeiten, die mit dem Bau von Erdkabeltrassen notwendig werden, sind mögliche temporäre oder dauerhafte Gefährdungen empfindlicher Biotope nicht auszuschließen. Mögliche Auswirkungen auf Biotope ergeben sich aus der Verlegung des Kabels, aus der Räumung eines Schutzstreifens, aus der Anlage von Baustraßen und aus dem Bau von Nebenanlagen wie Muffenbauwerken, Crossbonding-Kästen sowie ggf. Kühlungs-, Steuerungs- und Kabelübergangsanlagen (KÜA). Als mögliche Auswirkungen sind dabei ggf. kleinflächige Veränderungen von Artenreichtum und -vielfalt, eine Störung ökologischer Ausgleichsbeziehungen sowie der Verlust und die Zerstörung von Habitaten denkbar (VM 2008; TRANSPower 2010; GEO et al. 2009, ERM 2008).

In weiten Bereichen ist der Lebensraumverlust temporär. So können z.B. Schutzstreifen und abgedeckte Kabelgräben wieder Lebensraumfunktionen erfüllen, wenngleich innerhalb von Gehölzen nur in reduziertem Umfang (u.a. ERM 2008, S. 6.2-4/5). In vereinzelt Fundamentbereichen für Portale, Geräteträger etc. ist aufgrund teilweiser Flächenversiegelung ein vollständiger Verlust des Lebensraums zu erwarten.

### **2.3.2 Schutzgebiete**

#### **2.3.2.1 Streng geschützte Gebiete**

Streng geschützte Gebiete (NSG, Nationalpark, FFH-/EUV-Gebiet, Zone 1+2 Biosphärenreservat, RAMSAR-Gebiete) sind in besonderem Maße mit empfindlichen Biotopen ausgestattet, für die hinsichtlich der Verlegung von Erdkabeln ein erhöhtes Risiko besteht. Die Schutzbedürftigkeit dieser speziellen Naturräume sollte zur Vermeidung späterer Planungskonflikte schon frühzeitig bei der Trassenplanung beachtet werden. Einem strengen gesetzlichen Pauschalschutz unterliegen darüber hinaus nach § 30 BNatSchG u.a. folgende Biotoptypen:

1. natürliche oder naturnahe Bereiche fließender und stehender Binnengewässer einschließlich ihrer Ufer und der dazugehörigen uferbegleitenden natürlichen

- oder naturnahen Vegetation sowie ihrer natürlichen oder naturnahen Verlandungsbereiche, Altarme und regelmäßig überschwemmten Bereiche,
2. Moore, Sümpfe, Röhrichte, Großseggenrieder, seggen- und binsenreiche Nasswiesen, Quellbereiche, Binnenlandsalzstellen,
  3. offene Binnendünen, offene natürliche Block-, Schutt- und Geröllhalden, Lehm- und Lösswände, Zwergstrauch-, Ginster- und Wacholderheiden, Borstgrasrasen, Trockenrasen, Schwermetallrasen, Wälder und Gebüsche trocken-warmer Standorte,
  4. Bruch-, Sumpf- und Auenwälder, Schlucht-, Blockhalden- und Hangschuttwälder, subalpine Lärchen- und Lärchen-Arvenwälder,
  5. offene Felsbildungen, alpine Rasen sowie Schneetälchen und Krummholzgebüsche,
  6. Fels- und Steilküsten, Küstendünen und Strandwälle, Strandseen, Boddengewässer mit Verlandungsbereichen, Salzwiesen und Wattflächen im Küstenbereich, Seegraswiesen und sonstige marine Makrophytenbestände, Riffe, sublitorale Sandbänke, Schlickgründe mit bohrender Bodenmegafauna sowie artenreiche Kies-, Grobsand- und Schlickgründe im Meeres- und Küstenbereich.

Biotope in streng geschützten Gebieten können i.d.R. als hoch empfindlich gegenüber Eingriffen eingestuft werden. Da Schutzgebiete häufig letzte Rückzugsmöglichkeiten für solche Arten sind, die außerhalb dieser Gebiete kaum noch vorkommen, könnte sich der Erhaltungszustand der lokalen Population einer der betroffenen Arten insbes. durch Störungen während der Bauphase maßgeblich verschlechtern. Streng geschützte Biotope stehen jedoch nicht grundsätzlich der Realisierung einer Kabeltrasse entgegen. So wurden bspw. Erdkabeltrassen durch die Wattenmeer-Nationalparks zugelassen. Zweifellos bedarf es zur Inanspruchnahme eines streng geschützten Gebietes jedoch einer besonderen Notwendigkeit.

#### **2.3.2.2 Schwächer geschützte Gebiete**

Gegenüber Biotopen in streng geschützten Gebieten kommt Biotopen in weniger streng geschützten Gebieten (LSG, Zone 3 in Biosphärenreservaten, Naturparke) eine abgeschwächte Lebensraumbedeutung zu. Doch auch diese Schutzgebiete sind so gut es geht zu meiden, denn Vegetationsverluste, Bodenverdichtung und andere unerwünschte Nebenerscheinungen sind bei der Kabelverlegung auch in diesen Gebieten unvermeidbar. Bei besonderer Notwendigkeit ist zu prüfen, ob sich die Beeinträchtigungen nach standörtlicher Vorprüfung und mit Hilfe von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen auf ein zuträgliches Maß abschwächen lassen.

Baubedingt kann es zu Störungen (§ 44 Abs. 1 Nr.2 BNatSchG) besonders bzw. streng geschützter Arten kommen, bspw. wenn der Eingriff in der Nähe ganzjährig

frequentierter Wasservogellebensräume stattfindet, doch ist die Verschlechterung des Erhaltungszustandes der lokalen Population einer der betroffenen Arten in diesen Gebieten deutlich unwahrscheinlicher als in den streng geschützten Gebieten. Durch Anlage und Betrieb eines Kabels fallen Störungen deutlich geringer aus als in der Bauphase.

### **2.3.3 Gefährdungskriterien für Biotope**

Zur ersten Einstufung des Konfliktpotenzials eines Biotoptyps gegenüber Eingriffen durch Erdkabeltrassen wird die nationale Rote Liste der Biotoptypen (vgl. BfN 2008) herangezogen. Den Ausgangspunkt bildet dabei die „Einstufung der regionalen Gefährdung“. Entscheidend für die Einstufung auf einer 9-stufigen Skala entspr. BfN (2006, S. 11), ist im Einzelfall eine Zusammenschau der Gefährdung durch dauerhaften Flächenverlust und dauerhafte qualitative Veränderungen mit der Regenerierbarkeit.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass Biotoptypen der Stufe 1, die von vollständiger Vernichtung bedroht sind, durch kein Vorhaben in Anspruch genommen werden dürfen. Stufe 2 bedeutet eine starke Gefährdung und damit im Allgemeinen ein sehr hohes Konfliktpotenzial gegenüber Eingriffen. Gefährdeten Biotoptypen mit der Stufe 3 wird ein hohes bis erhöhtes Konfliktpotenzial zugeordnet. Falls sich die Biotoptypen bedingt regenerieren lassen, vermindert dies das Konfliktpotenzial entsprechend. Unter „Regenerierbarkeit“ wird sowohl das biotopeigene Potenzial zur selbständigen Regeneration nach Beendigung negativer Beeinträchtigungen als auch die Möglichkeit einer Wiederentwicklung durch gestaltendes Eingreifen des Menschen im Zuge von Maßnahmen zur Regeneration oder Neuentwicklung von Biotopen verstanden (BfN 2006, S. 15). Acker- und Grünflächen sind in der Lage, sich relativ schnell wieder zu regenerieren. Empfindlichere und hochwertige Biotope wie z.B. Gehölzbiotope und Feuchtgebietsbiotope bleiben dagegen langfristig geschädigt (GEO et al. 2009, S. 153).

Ein besonderes Augenmerk ist auf natürliche Standorte kälteliebender Arten (Nordhänge, Senken) zu richten. Hier ist im Zweifel zu prüfen, ob Pflanzen und Böden ausreichend wärmetolerant sind, um bei Erdkabeln auch Ausnahmesituationen mit höherer Wärmeemission zu überstehen.

Die Rote Liste der Biotope enthält weitere planungsrelevante Informationen, die zur Beurteilung der Eingriffsintensität durch Erdkabel hinzugezogen werden können. Hierzu gehören u.a. Angaben über aktuelle Bestandsentwicklungen und die Grundwasserabhängigkeit im Sinne der Wasserrahmenrichtlinie.



**Tabelle 3:** Bewertungsrahmen zur Klassifikation des Konfliktpotenzials von Biotoptypen gegenüber den baubedingten Auswirkungen von Erdkabeln (Eigene Darstellung nach BfN 2006)

STUFE	GEFÄHRDUNGSSTATUS NACH ROTER LISTE (BfN 2006)	PAUSCHALER SCHUTZ-STATUS	REGENERIER-BARKEIT	KONFLIKT-POTENZIAL
1	<b>von vollständiger Vernichtung bedroht:</b> Biotoptypen, von denen nur noch ein geringer Anteil der Ausgangsfläche bzw. der Ausgangsbestände vorhanden ist und mit deren vollständiger Vernichtung gerechnet werden muss, wenn die Gefährdungsursachen weiterhin einwirken oder bestandserhaltende Schutz- und Hilfsmaßnahmen nicht unternommen werden, nicht erfolgreich sind oder wegfallen.	§ 30 BNatSchG	alle Werte	Ausschluss
1	<b>von vollständiger Vernichtung bedroht</b> (s.o.)	kein Status	alle Werte	Ausschluss
2	<b>stark gefährdet:</b> Biotoptypen, deren Flächen- bzw. Bestandsentwicklung in annähernd dem gesamten Betrachtungsraum stark rückläufig sind oder die bereits in mehreren Regionen ausgelöscht sind.	§ 30 BNatSchG	alle Werte	sehr hoch
2	<b>stark gefährdet</b> (s.o.)	kein Status	N, K, S	hoch
2	<b>stark gefährdet</b> (s.o.)	kein Status	B	hoch
3	<b>gefährdet:</b> Biotoptypen, deren Flächen- bzw. Bestandsentwicklung in weiten Teilen des Betrachtungsraums negativ sind oder die bereits vielerorts lokal ausgelöscht sind.	§ 30 BNatSchG	N, K, S	erhöht
3	<b>gefährdet</b> (s.o.)	§ 30 BNatSchG	B	erhöht
3	<b>gefährdet</b> (s.o.)	kein Status	alle Werte	erhöht
r	<b>rare, enge geographische Restriktion:</b> Biotoptypen, die im Betrachtungsraum nur sehr regional verbreitet sind oder natürlicherweise nur in geringer Gesamtfläche bzw. Bestandszahl vorkommen, aktuell aber keine Gefährdung gemäß den Kategorien 1 bis 3 aufweisen. Eine potenzielle Gefährdung besteht immer und kann schon durch geringfügigen Flächenverlust in eine hohe Gefährdung umschlagen.	alle Werte	alle Werte	mäßig
V	<b>Vorwarnliste.</b> Biotoptypen, die eine Rückgangstendenz zeigen (auch langfristig), die aber bislang noch nicht im Sinne der Kategorie 1 bis 3 gefährdet sind.	alle Werte	alle Werte	mäßig
*	<b>derzeit keine Gefahr erkennbar</b>	alle Werte	alle Werte	kein

**Legende:** N = nicht regenerierbar; K = kaum regenerierbar; S = schwer regenerierbar; B = bedingt regenerierbar (bis in 15 Jahren); X = keine Einstufung möglich

### 2.3.4 Lineare Biotope

Bei der Querung bzw. Zerschneidung von linearen Biotoptypen wie Flüssen und Bächen, Hecken oder Baumreihen während der Errichtung einer Erdkabeltrasse kommt es regelmäßig zu negativen Auswirkungen auf die vorhandenen Lebensräume (u.a. VM 2008, S. 39). Die Rote Liste der gefährdeten Biotoptypen macht

deutlich, dass vor allem naturnahe Fließgewässer vielfach als stark gefährdet bzw. als von der Vernichtung bedroht gelten (BfN 2006, S. 167 ff.). Eine Unterdückerung, die bei weichen Böden auch unter Baugrundgesichtspunkten empfehlenswert ist, kann temporären und dauerhaften Störungen der Biotopeigenschaften und des Artenspektrums vorbeugen (vgl. Abschn. 2.4.5). Bei Hecken und Baumreihen sind Qualitätsminderung und Funktionsverlust des Lebensraums insbesondere für Kleinsäuger und Vögel zu erwarten (VM 2008, S. 39).

**Tabelle 4:** Lineare Biotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.)

BIOTOPTYP (LINEARE BIOTOPTYPEN)	GEFÄHRDUNGSSTATUS	REGENERIERBARKEIT	TENDENZ	§ 30 BNatSchG
Gebüsche mit überwiegend autochthonen Arten (Gebüsche nasser bis feuchter organischer Standorte)	2	S	positiv	
Gebüsche mit überwiegend autochthonen Arten (Gebüsche nasser bis feuchter organischer Standorte: Zwergbirkengebüsch)	1	S	negativ	
Gebüsche mit überwiegend autochthonen Arten (Gebüsche nasser bis feuchter organischer Standorte: Moor-Gebüsch)	2	S	positiv	
Gebüsche trocken-warmer Standorte (Buxus-Gebüsch)	2	S	stabil	§
Gebüsche trocken-warmer Standorte (trockenes Zwerg- und Weichselkirschen Gebüsch)	1-2	K	stabil	§
Feldgehölze mit überwiegend autochthonen Arten (Feldgehölze nasser bis feuchter u. trocken-warmer Standorte)	2-3	S	stabil	
Hecken mit überwiegend autochthonen Arten (Wallhecke, Knick)	2	S	stabil	
Hecken mit überwiegend autochthonen Arten (1. Hecke auf Lesesteinriegel, 2. Hecken auf ebenerdigen Rainen oder Böschungen)	2-3	S	1. stabil 2. negativ	
Einzelbäume, Baumreihen und Baumgruppen (Kopfbau)	2	S	negativ	
Einzelbäume, Baumreihen und Baumgruppen (Allee bzw. Baumreihe, einzelne Obstbaumreihe oder einzelner Obst- bzw. Nussbaum)	2-3	S	negativ	
Streuobstbestand [Komplex] (auf Grünland und Acker)	2	S	negativ	
Rebkultur und Rebbrachen (Rebkulturen in Steillage auf skelettreichem Boden)	2	S	negativ	§

**Legende:** Gefährdung: 1 = von vollständiger Vernichtung bedroht, 2 = stark gefährdet; 3 = gefährdet. Regenerierbarkeit: N = nicht regenerierbar, K = kaum regenerierbar, B = bedingt regenerierbar, S = schwer regenerierbar. Tendenz: positiv = Bestandsentwicklung positiv, stabil = Bestand weitgehend stabil negativ = Bestandsentwicklung negativ ? = Entwicklungstendenz nicht abschätzbar. § 30 BNatSchG: § = gesetzlich geschütztes Biotop.

### 2.3.5 Gehölzbiotope

Gehölzlebensräume sind durch die Verlegung von Erdkabeln in besonderem Maße betroffen, da die Kabeltrasse bei der zumeist üblichen freien, nicht getunnelten Verlegung des Kabels im Erdreich bzw. in Magerbeton auf Breite des Schutzstrei-



fens von mittleren bis großen Gehölzen zu räumen und freizuhalten ist. Waldbiotope sind durch derartige Trassen von Zerschneidung bedroht. Insbesondere die seltenen Waldbiotope, die als "von der vollständigen Vernichtung bedroht" eingestuft werden (vgl. Tabelle 5), sind von der Trassenwahl auszuschließen. Auch die in der Roten Liste als „stark gefährdet“ eingestuften Gehölze sollten bei der Trassenwahl möglichst ausgeschlossen werden (vgl. Tabelle 5).

**Tabelle 5:** Gehölzbiotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.)

BIOTOPTYP (GEHÖLZBIOTOPE)	GEFÄHRDUNGSSTATUS	REGENERIERBARKEIT	TENDENZ	§ 30 BNatSchG
(Nadel(misch)-)Moorwald (Fichten-Moorwälder, Waldkiefern-Moorwälder, Birken-Moorwälder, Latschen-Moorwälder)	1-2	N	negativ	§
(Nadel(misch)-)Moorwald (Birken-Moorwälder, Latschen-Moorwälder)	2	N	stabil	§
Natürliche bzw. naturnahe, trockene bis wechselfeuchte Kiefernwälder (trockene Sand-Kiefernwälder)	1-2	K	stabil	§
Birken-Moorwald (mit intaktem Wasserhaushalt)	2	K	negativ	§
Bruchwälder (Birken- und Birken-Erlenbruchwälder)	2	K	negativ	§
(Laub(misch)-)Auenwälder (Weichholzaunenwälder, Hartholzaunenwälder)	2	K	?	§
(Laub(misch)-)Tideauenwälder (Weichholz-Tideauenwald)	1	K	positiv	§
(Laub(misch)-)Tideauenwälder (Hartholz-Tideauenwald)	1	K	stabil	§
Laub- und Mischwälder feuchter bis frischer Standorte (Eichen-Hainbuchenwald staunasser bis frischer Standorte, Birken-Eichenwald feuchter bis frischer Standorte)	2	K	negativ	
Laub- und Mischwälder feuchter bis frischer Standorte (montane buchen-Tannen-/Fichtenwälder (Buchenanteil > 50%))	2	K	stabil	
Laub(misch)wälder trockener bzw. trocken-warmer Standorte (trockene Eichen-Hainbuchenwälder)	2-3	K	negativ	§
Laub(misch)wälder trockener bzw. trocken-warmer Standorte (Seggen-Buchenwald)	2-3	K	stabil	§
Laub(misch)wälder trockener bzw. trocken-warmer Standorte (Blaugras-Buchenwald)	2	K	stabil	§
Laub(misch)wälder trockener bzw. trocken-warmer Standorte (Eichen-Trockenwälder)	2	K	positiv	§

**Legende:** Gefährdung: 1 = von vollständiger Vernichtung bedroht, 2 = stark gefährdet; 3 = gefährdet. Regenerierbarkeit: N = nicht regenerierbar, K = kaum regenerierbar, B = bedingt regenerierbar, S = schwer regenerierbar. Tendenz: positiv = Bestandsentwicklung positiv, stabil = Bestand weitgehend stabil negativ = Bestandsentwicklung negativ ? = Entwicklungstendenz nicht abschätzbar. § 30 BNatSchG: § = gesetzlich geschütztes Biotop.

Die Entstehung von Schneisen in geschlossenen Waldbeständen aufgrund der bei einem frei verlegten Kabel<sup>1</sup> notwendigen Entfernung aller tiefwurzelnden Pflanzen hat aufgrund einer daraus resultierenden Zunahme von Sonneneinstrahlung

<sup>1</sup> Bei der deutlich aufwendigeren Verlegung im Tunnel fällt der Schutzstreifen schmaler aus.

und Windgeschwindigkeit eine Veränderung des Waldinnenklimas zur Folge. Im Einzelnen können sich die Lebensbedingungen der Bodenfauna verschlechtern sowie die daraus resultierende Diversität der Organismen abnehmen (GEO et al. 2009, S. 104 zit. nach HASKELL 2000). Eine Barrierewirkung auf wandernde Tiere wird von GEO et al. (2009, S. 105) nicht erwartet. Die neu entstandenen Waldschneisen können auch positive Auswirkungen auf bestehende Gehölzbiotope haben, bspw. durch Zunahme von Vogelarten der Waldränder und Hecken wie Goldammer, Baumpieper und Neuntöter (vgl. GEO et al. 2009, S. 105).

### 2.3.6 Feuchtbiotope

Feuchtgebietsbiotope, insbesondere Moore, Riede und Auenwiesen (vgl. Tabelle 6), stellen für die Verlegung von Erdkabeln nicht nur einen schlechten Baugrund dar, sondern sind auch in vielen ökologischen Faktoren sehr vulnerabel (vgl. u.a. ERM 2008, S. 6.2-138; GEO et al. 2009, S. 226; VM 2008, S. 39). Feuchtbiotope sind u.a. auch bevorzugte Standorte kälteliebender Arten, die ggf. auch auf kurzfristige Erwärmungen reagieren. Waldfreie Niedermoore und Sümpfe sowie Grünland nasser bis feuchter Standorte sind der Roten Liste zufolge als „von der vollständigen Vernichtung bedroht“ einzustufen (BfN 2006, S. 220 ff.).

**Tabelle 6:** Feuchtbiototypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.)

BIOTOPTYP (FEUCHTGEBIETSBIOTOPE)	GEFÄHRDUNGSSTATUS	REGENERIERBARKEIT	TENDENZ	§ 30 BNatSchG
Waldfreie, oligo- bis mesotrophe Niedermoore und Sümpfe (oligo- bis mesotrophe, kalkarme Niedermoore; oligo- bis mesotrophe, kalkreiche Niedermoore)	1	K	negativ	§
Grünland nasser bis (wechsel-)feuchter Standorte (Pfeifengraswiesen; Brenndolden-Auenwiesen)	1	S	negativ	§
Salzgrünland des Binnenlandes	1	K	?	§
Hochmoore (weitgehend intakt)	1	N	negativ	§
Übergangsmoore und Zwischenmoore	1-2	N	negativ	§
Nährstoffarme Großseggenriede	2	S	negativ	§
Schneidenröhricht	1-2	S	negativ	§
Schilfröhrichte (Schilf-Wasserröhricht)	2-3	S	?	§

**Legende:** Gefährdung: 1 = von vollständiger Vernichtung bedroht, 2 = stark gefährdet; 3 = gefährdet. Regenerierbarkeit: N = nicht regenerierbar, K = kaum regenerierbar, B = bedingt regenerierbar, S = schwer regenerierbar. Tendenz: positiv = Bestandsentwicklung positiv, stabil = Bestand weitgehend stabil negativ = Bestandsentwicklung negativ ? = Entwicklungstendenz nicht abschätzbar. § 30 BNatSchG: § = gesetzlich geschütztes Biotop.

Baubedingt könnte es zu Schädigungen der Vegetationsdecke und der Bodenfunktion kommen (vgl. Abschnitt zum *Schutzgut Boden*). Die Standortbedingungen in der näheren Umgebung des Kabels können nicht nur infolge der Baumaßnahmen

verändert werden, sondern auch aufgrund temporärer Bodenerwärmungen im Laufe der Betriebsphase eine dauerhafte Verschiebung des Artenspektrums herbeiführen (VM 2008, S. 39). Im Allgemeinen wird man solche Gebiete aus technischen und ökologischen Erwägungen frühzeitig von der Trasse ausschließen bzw. wenn unvermeidlich unterdüken, was bei angemessener Tiefe und Abstand der Dükereinlässe zumeist ökologisch unbedenklich ist (vgl. Abschn. 2.4.5).

### 2.3.7 Ackerbiotope

Landwirtschaftlich genutzte Flächen, insbesondere Ackerflächen, sind nach fachgemäß ausgeführten Tiefbauarbeiten, die übermäßige Bodenverdichtungen vermeiden, im Allgemeinen gut regenerierbar. In Einzelfällen gibt es jedoch schutzwürdige Äcker und Ackerbrachen, deren Zustand nur bedingt regenerierbar ist und die bei der Trassenwahl nach Möglichkeit umgangen werden sollten (vgl. Tab. 7).

**Tabelle 7:** Ackerbiotypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpotenzial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.)

BIOTOPTYP (ÄCKER UND ACKERBRACHEN)	GEFÄHRDUNGSSTATUS	REGENERIERBARKEIT	TENDENZ	§ 30 BNatSchG
Flachgründige, skelettreiche Kalkäcker und Kalkerbrache (extensiv bewirtschafteter flachgründiger und skelettreicher Kalkacker mit vollständiger Segetalvegetation)	1-2	B	negativ	
Flachgründige, skelettreiche Kalkäcker und Kalkerbrache (flachgründiger und skelettreicher Kalkacker mit artenreicher Segetalvegetation)	2	B	negativ	
Äcker und Ackerbrache auf flachgründigem, skelettreichem Silikatverwitterungsboden (extensiv bewirtschafteter Acker auf flachgründigem, skelettreichem Silikatverwitterungsboden mit vollständiger Segetalvegetation)	1	B	negativ	
Äcker und Ackerbrache auf flachgründigem, skelettreichem Silikatverwitterungsboden (flachgründiger und skelettreicher Kalkacker mit artenreicher Segetalvegetation)	2	B	stabil	
Äcker und Ackerbrache auf Sandboden (extensiv bewirtschafteter Acker auf Sandboden mit vollständiger Segetalvegetation)	1	B	negativ	
Äcker und Ackerbrache auf Sandboden (Acker auf Sandboden mit artenreicher Segetalvegetation)	2	B	stabil	
Äcker und Ackerbrachen auf Löss-, Lehm oder Tonboden (extensiv bewirtschafteter Acker auf Löss-, Lehm- oder Tonboden mit vollständiger Segetalvegetation)	1-2	B	negativ	
Äcker und Ackerbrachen auf Löss-, Lehm oder Tonboden (Acker auf Löss-, Lehm- oder Tonboden mit artenreicher Segetalvegetation)	2-3	B	positiv	

**Legende:** Gefährdung: 1 = von vollständiger Vernichtung bedroht, 2 = stark gefährdet; 3 = gefährdet. Regenerierbarkeit: N = nicht regenerierbar, K = kaum regenerierbar, B = bedingt regenerierbar, S = schwer regenerierbar. Tendenz: positiv = Bestandsentwicklung positiv, stabil = Bestand weitgehend stabil negativ = Bestandsentwicklung negativ ? = Entwicklungstendenz nicht abschätzbar. § 30 BNatSchG: § = gesetzlich geschütztes Biotop.

Aufgrund der im Normalbetrieb geringen Wärmeemissionen einerseits und der Robustheit heutiger Kultursorten andererseits rechnen wir nicht mit nennenswerten landwirtschaftlichen Beeinträchtigungen. Belastbare Untersuchungen, die der Komplexität möglicher Bodentypen, Anbausorten und Kabelbelastungssituationen auf Höchstspannungsebene gerecht werden, fehlen jedoch noch weitgehend. PATIL et al. (2010) stellten in einem Feldversuch zum Klimawandel bei einer dauerhaften Boden-erwärmung um 5 K in 10 cm Tiefe eine Verschiebung von Wachstumsphasen zu- gunsten der Halmentwicklung und zu Ungunsten der Ährenentwicklung von Wei- zen fest. Die Folgen möglicher Wärmeemission von Hochspannungskabeln auf den Getreideanbau wurden nach einem an der Universität Freiburg durchgeführten Frei- landversuch von TRÜBY u. UTHNER (2011) als marginal bezeichnet (vgl. auch UTHNER et al. 2009). Viel hängt letztlich von der technischen Auslegung des jeweiligen Kabels ab. Wenn seltene Ausnahmesituationen einer über lange Zeit andauernden deutlich erhöhten Wärmeemission auf schlecht ableitenden Böden mit phänologisch emp- findlichen Entwicklungsphasen (z.B. Frühjahrsaustrieb) zusammentreffen, können landwirtschaftliche Beeinträchtigungen, bspw. durch Spätfrost, nicht ausgeschlossen werden (vgl. UTHNER et. al. 2009).

### 2.3.8 Trockenrasen und spezifische Grünlandstandorte

**Tabelle 8:** Trockenrasen- und Grünlandbiotoptypen mit hohem bis sehr hohem Konfliktpoten- zial gegenüber Erdkabeltrassen (Nach BfN 2006, S. 88 ff.)

BIOTOPTYP (TROCKENRASEN UND GRÜNLAND)	GEFÄHR- DUNGS- STATUS	REGENE- RIER- BARKEIT	TEN- DENZ	§ 30 BNATSCHG
Trockenrasen	1-2	N	negativ	§
Halbtrockenrasen (subkontinentale Halbtrockenrasen auf karbonatischem oder sonstigem basenreichen Bo- den, beweidet)	2	S	negativ	§
Halbtrockenrasen (subkontinentale Halbtrockenrasen auf karbonatischem oder sonstigem basenreichen Bo- den, gemäht)	1-2	S	negativ	§
Halbtrockenrasen auf silikatischem Untergrund (sub- kontinentale auf silikatischem, basenarmen Boden, gemäht)	1-2	S	negativ	§
Halbtrockenrasen auf silikatischem Untergrund (sub- kontinentale auf silikatischem, basenarmen Boden, beweidet)	2	S	negativ	
Steppenrasen subkontinental, auf tiefgründigem Bo- den (gemäht u. beweidet)	1-2	N	negativ	§
Sandtrockenrasen (anueßer Sandtrockenrasen, Silber- grasrasen)	2	S	negativ	§
Sandtrockenrasen (ausdauernd mit geschlossener Nar- be, gemäht/beweidet)	1-2	S	negativ	§
Borstgrasrasen (trockener bis feuchter Standorte)	1-2	S	negativ	§
Borstgrasrasen (feuchter Standorte der planaren bis submontanen Stufe)	1	S	negativ	§
Artenreiches Grünland frischer Standorte	2	S	negativ	

**Legende:** Gefährdung: 1 = von vollständiger Vernichtung bedroht, 2 = stark gefährdet; 3 = gefährdet. Regenerierbarkeit: N = nicht regenerierbar, K = kaum regenerierbar, B = bedingt regenerierbar, S = schwer regenerierbar. Tendenz: positiv = Bestandsentwicklung positiv, stabil = Bestand weitgehend stabil negativ = Bestandsentwicklung negativ ? = Entwicklungstendenz nicht abschätzbar. § 30 BNatSchG: § = gesetzlich geschütztes Biotop.

Trockenrasen und einige wenige spezifische Grünlandstandorte sind nur schwer regenerierbar und sind daher bei der Wahl einer Erdkabeltrasse nach Möglichkeit zu umgehen (vgl. Tabelle 8).

### **2.3.9 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Der Eingriff in schutzwürdige Biotope sollte möglichst gering gehalten werden. Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen können am effektivsten bei der Trassierung auf einem frühzeitigen Planungsstadium einsetzen, damit ökologisch wertvolle Biotope beim Bau gar nicht erst tangiert werden (ERM 2010). Durch eine wohlüberlegte Trassenführung lassen sich eine Vielzahl von Beeinträchtigungen vermeiden. Falls eine Verlegung der Trasse in schutzwürdigen Bereichen auch nach sorgfältiger Prüfung unvermeidlich ist, besteht die Möglichkeit, diese Biotoptypen zu unterdüken - dies ist allerdings mit hohen Kosten verbunden (vgl. Abschn. 2.4.5).

Vegetationsschutzmaßnahmen sind gemäß DIN 18920 durchzuführen. So ist z.B. stets zu prüfen, ob flach wurzelnde Biotopelemente neben dem Kabelgraben zwischengelagert werden können, um sie nach Beendigung der Bauarbeiten erneut am Standort wiederherzustellen. Gehölzeinschlag kann durch die Nutzung größerer Gehölzlücken minimiert werden. Ein schmal gehaltener Arbeitsstreifen kann Beeinträchtigungen verringern, ggf. sogar vollständig vermeiden (IBNI et al. 2008, S.162). Durch saisonal angepasste Bauzeitenregelungen und die Verkürzung der Inanspruchnahme wertvoller Biotope auf ein absolutes Minimum lassen sich auch im Fall eines unvermeidlichen Eingriffs noch Beeinträchtigungen verringern, bspw. im Bereich von Feuchtlebensräumen und Gewässern durch die Reduzierung notwendiger Wasserhaltungsmaßnahmen.

## **2.4 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf das Schutzgut Boden**

### **2.4.1 Übersicht**

Die Verlegung von Erdkabeln im Untergrund führt v.a. in der Bauphase zu Beeinträchtigungen der Bodenfunktionen auf dem Wege der Bodenverdichtung, der Störung des Bodengefüges und des Bodenwasserhaushaltes, sowie der Einbringung von Fremdstoffen. Die Anlage und der Betrieb von Höchstspannungskabeln wirkt sich

ggf. auf dem Wege der Bodenversiegelung sowie der Erwärmung und potenzieller Austrocknung nachteilig auf den Boden aus.

Boden ist stets Teil eines Ökosystems und bildet zusammen mit der bodennahen Luftschicht den Lebensraum für die Lebensgemeinschaft aus Pflanzen, Tieren und Mikroorganismen (SCHEFFER u. SCHACHTSCHABEL 2010, S. 3). Dabei ist zu beachten, dass Bodeneigenschaften oft auf engstem Raum variieren (vgl. RICHER/MÜHLETHALER 2002, S. 12). Neben seinen natürlichen Funktionen erfüllt der Boden Funktionen als Archiv der Natur- und Kulturgeschichte und für Bodennutzungen (BBodSchG 1998, § 2). Einflussfaktoren der Bauphase wie Abgrabung, Versiegelung, Verdichtung und Bodenumlagerung als auch Einflussfaktoren der Betriebsphase wie Erwärmung und Austrocknung wirken sich auf die Bodenfunktionen je nach Eingriffsintensität und Standorteigenschaft temporär oder dauerhaft aus (vgl. BOSCH & PARTNER u. WOLF 2000, S. 108). Im Einzelnen sind v.a. Beeinträchtigungen von Bodenaufbau, Bodenwasserhaushalt, Lebensraumfunktion und Archivfunktion möglich.

Das Risiko irreversibler Bodenschäden durch Bau und Betrieb von Erdkabeln kann durch eine bodenkundliche Begleitung erheblich gesenkt werden (vgl. BLUM 2007, S. 140; RICHER/MÜHLETHALER 2002, S. 13).

#### **2.4.2 Schutzwürdige Böden**

Der Bodenschutz ist in Deutschland gesetzlich im Rahmen des Bundes-Bodenschutzgesetzes (BBodSchG) verankert und ist in räumlichen Planungsprozessen zu berücksichtigen. Aus Sicht der Bodenvorsorge gelten Böden mit folgenden Eigenschaften als besonders schutzwürdig (vgl. LBEG 2008, S. 8):

- besondere Standorteigenschaften,
- hohe natürliche Bodenfruchtbarkeit,
- hohe kulturgeschichtliche Bedeutung,
- hohe naturgeschichtliche Bedeutung,
- Seltenheit.

*"Böden mit besonderen Standorteigenschaften"* sind v.a. extrem nasse Böden wie z.B. Hoch- und Niedermoore sowie sehr nährstoffarme Böden.

*"Hohe natürliche Bodenfruchtbarkeit"* ist insbesondere für die Agrarwirtschaft von erheblicher Bedeutung. Parabraunerde oder auch Schwarzerde gelten z.B. als sehr fruchtbar und sind als besonders schutzwürdig einzustufen (vgl. LBEG 2008, S.11).

*"Kulturhistorisch bedeutsame Böden"* sind Zeugnisse vormaliger Bewirtschaftungsformen. Solche Böden sind bspw. durch heute nicht mehr gebräuchliche ackerbauliche Maßnahmen entstanden, die charakteristische Spuren in den Bodenprofilen hinterlassen haben. Beispiel eines kulturhistorisch bedeutsamen Bodens ist der Plaggenesch (vgl. ERM 2008, 6-4.14).



"Böden mit hoher naturgeschichtlicher Bedeutung" liefern Informationen über vergangene Klima- und Vegetationsverhältnisse wie z.B. die geowissenschaftlich bedeutenden Paläoböden. Hierzu gehören auch Geotope in Form von markanten Bodenformationen, Gesteinsaufschlüssen, Mineralienfundstellen, Fossilien und Höhlen.

"Seltene Böden" gelten als besonders schutzwürdig und sind häufig durch eine geringe flächenhafte Verbreitung gekennzeichnet. Hierzu gehören v.a. naturnahe Moore und Gleye mit starker Vernässung (vgl. LBEG 2008, S. 24).

Informationsgrundlagen über schutzwürdige Böden sind über die entsprechenden Landesbehörden verfügbar, bspw. über das Niedersächsische Bodeninformationssystem (vgl. LBEG 2008).

### **2.4.3 Bodenverdichtung**

Während der Bauphase wird der Boden vielfältig durch schwere Baufahrzeuge belastet und ist damit im Hinblick auf eine Bodenverdichtung gefährdet. Bodenverdichtung tritt ein, wenn „die Auflast die Eigenstabilität der Böden – gemessen als Scherwiderstand – übertrifft“ (BOSCH&PARTNER U. WOLF 2000, S. 110). Bodenverdichtung kennzeichnet sich durch eine Abnahme des Porenanteils (Vol %) mit flüssigen und gasförmigen Bestandteilen und eine Zunahme der festen Volumenanteile im Boden. Dies hat erhebliche Folgen für die Bodenfunktion als Lebensraum für Pflanzen und Tiere (vgl. SCHEFFER/SCHACHTSCHABEL 2010 S. 516).

Bei der Verlegung eines Erdkabels muss die gesamte Kabeltrasse für den Abtransport von Bodenmaterial und den Antransport von Baumaterial, insbesondere auch Bettungsmaterial zugänglich sein (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1). Ein Zugang für Schwertransporter ist mindestens im Abstand der verwendeten Kabellängen erforderlich (vgl. GEO et al. 2009, S. 36). Auch bei Dükerungen von mehr als 300 m Länge kommen größere Bohranlagen auf einer Fläche von rd. 1.000 m<sup>2</sup> auf der Seite des Bohrgeräts und rd. 300 m<sup>2</sup> auf der Zielseite der Bohrungen zum Einsatz. Für ihren Transport werden Schwerlaste und demzufolge auch spezielle Baustraßen benötigt (vgl. GEO et al. 2009, S. 46). Für die Intensität der Verdichtung sind als Fahrzeugparameter Gesamtmasse, Radlast, Reifeninnendruck, Überrollhäufigkeit und Kontaktfläche entscheidend (BOSCH et al. 2000, S. 110). Die Höchstspannungskabel werden auf Spezialspulen mit Tiefladern zu der Kabeltrasse transportiert, wobei das Gewicht einer Spule bei ca. 40 t liegt (vgl. PAUL 2007, S. 12, vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.5.3).

Wenn das Baugelände ohne schützende Radunterlage befahren wird, kann es zu Verdichtungen bis in tiefere Bodenschichten kommen (vgl. GEO et al. 2009,

S. 87). Durch Geräte >40 t hervorgerufene Strukturschäden und Verdichtungen im Unterboden (bis 1,7 m Tiefe gemessen) sind BLUM (2007, S. 136) zufolge irreversibel. Feuchte und nasse Böden können schon bei einmaligem Überfahren mit schweren Baumaschinen geschädigt werden. In diesem Zustand wird das Hohlraumvolumen im Unterboden schon durch geringen Druck reduziert. Eine gute bis sehr gute Befahrbarkeit und gleichzeitig geringe Gefährdung ist unabhängig vom Tongehalt des Bodens bei einer Feuchtestufe 2 gegeben. Bei einem Tongehalt < 45 und einer Feuchtestufe 4 ist der Boden jedoch nicht nur schlecht befahrbar, sondern auch hoch gefährdet (SPONAGEL 2005). Schluffreiche und feinsandige Böden mit geringem Tongehalt reagieren im nassen Zustand aufgrund ihrer geringen Gefügestabilität mit Verschlammung. Böden mit hohem Tongehalt sind im feuchten Zustand aufgrund der teigigen Konsistenz der Tonanteile besonders verdichtungsempfindlich. Auch die Empfindlichkeit von Moorböden ist gegenüber Verdichtung extrem hoch (AG Boden 1994). Besonders schutzwürdige Böden und deren Empfindlichkeit gegenüber Verdichtung sind in Tabelle 9 aufgelistet.

**Tabelle 9:** Verdichtungsempfindliche schutzwürdige Böden (Nach LBEG 2008 u. BUNDESVERBAND BODEN 2003)

SCHUTZWÜRDIGKEIT	VERDICHUNGSEMPFINDLICHE BÖDEN
Böden mit besonderen Standorteigenschaften	Extrem nasse Böden (z.B. Hoch- und Niedermoore, Anmoorböden, Gleye, Auenböden mit natürlichem Wasserhaushalt oder nur geringfügig abgesenkten Wasserständen)
	Salzböden des Binnenlandes
	Sehr nährstoffarme Böden
Böden mit hoher natürlicher Bodenfruchtbarkeit	Plaggenesche in der Geest
	Parabraunerden
Böden mit hoher kulturgeschichtlicher Bedeutung	Plaggenesche mit charakteristischer Ausbildung
	Wölbäcker und Terrassenäcker mit charakteristischer Ausbildung
	Wurten
	Heidepodsole mit charakteristischer Ausbildung und Vegetation
Böden mit hoher naturgeschichtlicher Bedeutung	Kultivierte Moore (z.B. Fehnkultur, Sanddeckkultur; im Einzelfall prüfen)
	Repräsentative Böden (Boden-Dauerbeobachtungsflächen als Vertreter repräsentativer Böden)
	Paläoböden
	Stauwasserböden (Pseudogley unter Wald oder in NSG und/oder starke Vernässung, als Extremstandort; Stagnogley)
	Terrestrische anthropogene Böden (Kolluvien unter Wald u. in NSG; Plaggenesch als schützenswert einzustufen; Hortisol und Rigisol unter Wald, Biotop u. in NSG; Tiefumbruchboden unter Wald u. in NSG)
	Auenböden (bei naturnahen Verhältnissen und unter Wald, Biotop, u. in NSG)
	Gleye (naturnahe Vegetationsverhältnisse unter Wald, Biotop u. in NSG)
	Marschen (Organomarsch, Moormarsch, Organomarsch über fossilem Podsol)
	Natürliche Moore
	Kultivierte Moore (als Beispiel kulturgeschichtlicher bedeutsamer Böden, unter Wald u. in NSG, Art der Kultivierung muss bekannt sein z.B. Fehnkultur, Sandmischkultur)



Bodenverdichtung schädigt primär die Regler- und Speicherfunktion der Böden für den Wasserhaushalt und führt zu Staunässe oder mangelnder Durchlüftung. Dies resultiert in verstärkter Aktivität von anaeroben Bakterien und in einem lebensungünstig veränderten Stoffhaushalt mit Auswirkungen auf das Grundwasser und die Atmosphäre (vgl. GEO et al. 2009, S. 87/93). Sekundär schädigt Bodenverdichtung das Pflanzenwachstum, wobei speziell die Durchwurzelbarkeit des Bodens sinkt, gefolgt von einem Rückgang von anfallender Pflanzen- und Wurzelstreu, welche die Lebensgrundlage für die meisten Bodenlebewesen bildet und die Basis des Nährstoffkreislaufs auf dem Boden darstellt. Daraus resultiert eine Verschiebung des Artenspektrums (vgl. BOSCH et. al. 2000, S. 112).

Aus Erfahrungen bei mechanischen Bodeneingriffen für Leitungstrassen in Dänemark schließen GEO et al. (2009, S. 93), dass es bei diesen Arbeiten nicht zwangsläufig zu Bodenverdichtungen und entsprechenden landwirtschaftlichen Nutzungseinschränkungen kommen muss. Bodenverdichtung kann im Falle einer Bündelung der benötigten Fahrstraßen bzw. Kabeltrassen mit bereits vorhandenen Verkehrswegen leicht vermieden werden (vgl. ML 2008, S. 40), doch führt dies ggf. zu kostenwirksamen Umwegen (vgl. BRAKELMANN 2004, S. 46). Die Reduzierung der besonders schwerlastigen Transporte auf die Kabeleinzugspunkte und die flexible Anlage mobiler Baustraßen sind weitere Maßnahmen, die einer Bodenverdichtung entgegenwirken (vgl. BRAKELMANN 2009). Aufgrund der besonderen Verdichtungsgefährdung nasser Böden sind an empfindlichen Standorten in Schlechtwetterphasen ggf. Bauverzögerungen nicht auszuschließen.

#### **2.4.4 Störung des Bodengefüges durch Aushub, Zwischenlagerung und Wiedereinbau**

Bei der Realisierung der Kabeltrasse kommt es zu umfangreichen Erdbewegungen. Dabei müssen die Bodenhorizonte während des Bodenaushubs sorgfältig getrennt gelagert werden, um sie anschließend in ihrer natürlichen Schichtung wieder einzubauen. Eine Rekultivierung ist sonst nicht mehr möglich (RICHER U. MÜHLETHALER 2002, S. 14). Zu Beginn der Bauphase wird der Oberboden in der gesamten Breite des Baufeldes abgetragen und neben dem Kabelgraben nach Horizonten getrennt gelagert (vgl. GEO et al. 2009, S. 40). FORWIND (2005, S. 24) zufolge ergibt sich für ein Kabelsystem ein Bodenaushub von etwa  $4,5 \text{ m}^3/\text{m}$ , wobei der Bedarf an Bettungsmaterial rund  $1,5 \text{ m}^3/\text{m}$  beträgt. Im Berichtsteil Technik, Teil I Abschn. 1.4.5.2, wird bei 4 Systemen mit einem Aushub von etwa  $18 \text{ m}^3/\text{m}$  gerechnet. Bei der abschließenden Verfüllung des Kabelgrabens wird das ursprüngliche Bodenmaterial zum größten Teil wiederverwendet, wobei Ober- und Unterboden nach Horizonten getrennt eingebaut werden.

Überschüssiges Bodenmaterial wird nach Beendigung der Bauphase abgefahren. Durch umgelagertes Bodenmaterial und die daran gebundenen Stoffe kann es in benachbarten Ökosystemen zu sogenannten *Off-Site-Schäden*, bspw. durch Gewässerbelastungen kommen (vgl. BMU 2002, S. 27). Speziell bei grundwassernahen Böden wie etwa Niedermooren führen Umlagerung und Bodenaustausch zu stark negativen Veränderungen der Bodenstruktur (vgl. ML 2008, S. 40).

Auch die Wiederverwendung desselben Bodenmaterials bei der Verfüllung der Baugrube stellt das gewachsene Bodenprofil nicht sofort wieder her. Boden kann nur in langen Zeiträumen zu seinem natürlichen Zustand regenerieren. RICHER und MÜHLTHALER (2002, S. 15) empfehlen in den ersten zwei Jahren nur extensive Grünlandwirtschaft und frühestens im dritten Jahr nach der Rekultivierung wieder Ackerbau. Zu einer chemischen Veränderung der Zusammensetzung des Bodenmaterials kommt es GEO et al. (2009, S. 89) zufolge nicht, da Ober- und Unterboden im normalen Bauablauf getrennt voneinander wieder verwendet werden.

#### **2.4.5 Auswirkungen auf den Bodenwasserhaushalt**

Grundsätzlich sind bei der Planung und Realisierung von Wasserhaltungsmaßnahmen bzw. Grundwasserabsenkungen die Bestimmungen des Wasserhaushaltsgesetzes und des jeweiligen Landeswassergesetzes zu beachten. Sowohl Böden mit hoch anstehendem Grundwasserstand wie z.B. Niedermoore, als auch Böden mit gespannten Grundwasserleitern können bei der Verlegung eines Erdkabels temporär oder dauerhaft geschädigt werden (vgl. u.a. GEO et al. 2009, S. 41 u. 90 ff.).

Bei hoch anstehendem Grundwasser wird während der Bauarbeiten Wasserhaltung betrieben. Die Dauer der Wasserhaltung sollte so kurz wie möglich bemessen sein, um den natürlichen Zustand des Bodens in der Umgebung der Kabeltrasse nicht nachhaltig zu verändern.

Werden durch Kabelgräben durchgängige wasserstauende Bodenhorizonte oder gespannte Grundwasserleiter durchstoßen, kann es bei anschließend unzureichendem Verschluss zu einer dauerhaften Drainagewirkung kommen – stau-nasse Böden könnten bspw. in die Tiefe entwässert werden. Mineralisierung und Sackung bei Moorböden sowie Versauerung und Maiboltbildung in Marschböden sind die Folge (vgl. GFN et al. 2004, S. 11-2; GEO et al. 2009, S. 92, ML 2008, S. 16). Besonders schutzwürdige Böden und deren Empfindlichkeit gegenüber Entwässerung sind in Tabelle 10 aufgelistet.

Eine weitere Form unerwünschter Drainagewirkung wird durch ein Längsgefälle im Boden hervorgerufen. Sollte Wasser durch den Kabelgraben in Geländesenken

gelangen, kommt es zu Vernässungserscheinungen, die im Allgemeinen jedoch nicht dauerhaft sind (vgl. GEO et al. 2009, S. 92).

**Tabelle 10:** Entwässerungsempfindliche schutzwürdige Böden (nach LBEG 2008 u. BUNDESVERBAND BODEN 2003)

SCHUTZWÜRDIGKEIT	ENTWÄSSERUNGSEMPFINDLICHE BÖDEN
Böden mit besonderen Standorteigenschaften	Extrem nasse Böden (z.B. Hoch- und Niedermoore, Anmoorböden, Gleye, Auenböden mit natürlichem Wasserhaushalt oder nur geringfügig abgesenkten Wasserständen)
Seltene Böden	Stauwasserböden (Pseudogley unter Wald oder in NSG und/oder starke Vernässung, als Extremstandort; Stagnogley)
	Auenböden (bei naturnahen Verhältnissen und unter Wald, Biotop, u. in NSG)
	Gleye (naturnahe Vegetationsverhältnisse unter Wald, Biotop u. in NSG)
	Marschen (Organomarsch, Moormarsch, Organomarsch über fossilem Podsol)
	Natürliche Moore
	Kultivierte Moore (als Beispiel kulturgeschichtlicher, bedeutsamer Böden, unter Wald u. in NSG, Art der Kultivierung muss bekannt sein, z.B. Fehnkultur, Sandmischkultur)

Auswirkungen des Betriebs von Höchstspannungskabeln auf den Bodenwasserhaushalt sind grundsätzlich auf dem Wege einer Erwärmung und sukzessiven Austrocknung des Bodens denkbar. Nach BRAKELMANN (mdl. 2011) beschränken sich entsprechende Vorgänge allerdings auf die direkte Kabelumgebung. In den ersten Wochen bis Monaten einer ungebettet verlegten Kabelstrecke verliert der Boden einige cm um ein ungebettet verlegtes Kabel herum seine Kapillarität und hält danach dauerhaft einen Wärmeleitwert von 0,5 W/mK. Der Einfluss eines Hochspannungskabels auf den Bodenwasserhaushalt eines Bodens mit Wärmeleitwert 1 W/mK wurde in einem dreijährigen Freilandversuch von TRÜBY u. UTHNER (2011) untersucht. Im Ergebnis konnte kein nennenswerter Einfluss auf den Bodenwasserhaushalt festgestellt werden.

#### 2.4.6 Einbringung von Fremdstoffen

Während der Bauphase werden im Allgemeinen Magerbeton und Kabelsand als Bettungsmaterialien, in seltenen Ausnahmen auch vorgefertigte Tunnelkörper in den Boden eingebracht (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.4.5.3). Das Material reduziert die Masse des natürlich gewachsenen Bodens und den damit zusammenhängenden Bodenfunktionen. Die Folge ist bspw. ein geringer Verlust an Wurzelraum für Pflanzen. Auch das bei freier Verlegung notwendige Freihalten der Trasse von tief wurzelnden Sträuchern und Pflanzen während der Betriebsphase wirkt sich qualitativ auf Boden und Bodenfunktionen aus (vgl. PAUL 2007, S. 13; FORWIND 2005, S. 29). Nur bei nicht fachgerechter Durchführung von Bau- und Wartungsarbeiten können Schmier- und Treibstoffe in den Boden eindringen (vgl. ML 2008, S. 41). Insbesondere baubedingt ist eine unbeabsichtigte Beein-

trächtigung des Grundwassers durch Schadstoffeinträge, z.B. im Falle eines Maschinenschadens mit Austritt von Treib- oder Schmierstoffen, nicht vollständig auszuschließen (IBNI 2008, S. 78).

#### **2.4.7 Versiegelung aufgrund von Nebenanlagen**

Mit dem Bau von Nebenanlagen wie Muffenbauwerken, Cross-bonding-Kästen, Kühlungs-, Steuerungs- und Kabelübergangsanlagen (KÜA) kommt es auch bei der Anlage von Höchstspannungstrassen zu Flächenversiegelungen. Versiegelte Böden sind überbaute bzw. überdeckte Böden, die zuvor unterschiedlich stark abgetragen oder verdichtet worden sind (SCHEFFER/SCHACHTSCHABEL 2010, S. 370). Grundsätzlich können Bodenversiegelungen insofern als dauerhafte Schädigung betrachtet werden. Der Anteil von Bodenversiegelungen ist bei der Anlage von Höchstspannungskabeltrassen jedoch gering.

Eine dauerhafte Anlage von trassenbegleitenden Straßen und Wegen ist BRAKELMANN (2009) zufolge nicht erforderlich, da im Reparaturfall eine Erreichbarkeit stets mit flexiblen Baustraßen hergestellt werden kann.

#### **2.4.8 Bodenerwärmung im Betrieb**

Während des Betriebs erwärmt sich ein Höchstspannungskabel und gibt diese Wärme anschließend an das Erdreich ab (vgl. Berichtsteil Technik, Teil II). Die Erwärmung an der Leiteroberfläche ist abhängig von einer Reihe von Faktoren, u.a.:

- der Legetiefe,
- der Kabelisolierung,
- der Bettung des Kabels,
- der Anordnung der Kabel,
- dem Kabelabstand untereinander,
- der Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs,
- ergänzender Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen
- sowie vor allem der tatsächlichen Kabelauslastung (FORWIND 2005, S. 18).

Da eine ins Erdreich abfließende Verlustwärme stets auch einen wirtschaftlichen Verlust darstellt, ist es sowohl im ökologischen wie im ökonomischen Interesse, die Wärmeentwicklung im Kabel und seiner Umgebung gering zu halten. Die Kabelauslegung wird sich u.a. auch daran orientieren, einen dauerhaften wirtschaftlichen Verlust durch unnötige Abwärme auszuschließen. Aufgrund der üblichen n-1 Auslegung werden Erdkabel im Normalbetrieb lediglich mit einem Teil des Nennstroms ausgelastet, so dass die Temperaturerhöhung in 30 cm Tiefe BRAKELMANN (2010) zufolge 2-3 K nicht überschreitet. Der Richtwert von 2-3 K in 30 cm Tiefe als maximale Erwärmung war für Offshore-Windparks anschließende

Seekabel entwickelt worden, die insbesondere im Wattenmeer keine Beeinträchtigungen für die Meeresfauna entfalten sollten.

BRAKELMANN (2004, S. 46) zufolge wird bei den bisher verlegten Hochspannungskabeln die direkte Umgebung eines Kabels im Normalbetrieb bis zu einem Abstand von ca. 30 bis 50 cm nennenswert erwärmt, wobei die Erwärmung des Bodens mit zunehmendem Abstand vom Kabel abnimmt und spätestens ab einer Entfernung von  $\pm 3$  m vom Kabelgraben aus nicht mehr messbar ist. Über ein Glasfaserkabel, welches BRAKELMANN (2010) zufolge bei Höchstspannungskabeln heute standardmäßig eingearbeitet wird, kann das Maß der Verlustwärme mit einem intelligenten Monitoring überwacht werden (vgl. auch Berichtsteil Technik, Teil II).

Die Bodenbeschaffenheit bzw. der Bodentyp spielt bei den Auswirkungen der Verlustwärme eine zentrale Rolle. So transportieren trockenere Böden die Wärme schlechter als feuchte Böden, wodurch es bei trockenen Böden zu einer Erhöhung des Temperaturgradienten und dementsprechend auch zu einem Anstieg der Kabeltemperatur kommt (vgl. GEO et al. 2009, S. 97). Gute kapillare Eigenschaften eines Bodens begünstigen die Wasserhaltefähigkeit. So liegt laut Berichtsteil Technik, Teil II, Abschn. 3.3.3 die Grenzisotheime von Lehm bspw. bei 50°, die von Sand jedoch nur bei 30°. Ein ohne Bettungsmaterial verlegtes Kabel trocknet einen Normalboden, für den üblicherweise ein Wärmeleitwert von 1 W/mK angesetzt wird, innerhalb der ersten Wochen bis Monate in der direkten Kabelumgebung dauerhaft aus, so dass dieser Boden seine Kapillarität verliert und danach einen Wärmeleitwert von 0,5 W/mK auf Dauer hält (BRAKELMANN mdl. 2011). Mit Hilfe der Bemessung des Magerbeton-Bettungsmaterials kann die Wärmeableitung standortbezogen in großen Spannen optimiert werden.

Mit Blick auf die durch krautige Vegetation durchwuzelte oberste Bodenschicht sind mögliche Temperaturveränderungen insbesondere in den oberen 50 cm unter EOK beurteilungsrelevant. Im groben Schnitt der Bodentypen und im langjährigen Mittel schwankt die natürliche Temperatur in 50 cm Tiefe in Deutschland (Potsdam) zwischen 0° C und 19° C, wobei sie den Monatsmittelwerten träge folgt. Die Tagesamplitude schwankt meist nur um 2 bis 3 K.

JARASS et. al. (1996, S. 20) zufolge kann die Bodenerwärmung, ausgelöst durch den Betrieb von Erdkabeln, als Umweltfaktor vernachlässigt werden, weil sie um mehr als eine Größenordnung unter dem Effekt der natürlichen Globalstrahlung liege. Nur wenn das Kabel über eine längere Zeit unter Höchstlast genutzt werde, können Erwärmung und auch Austrocknung des Bodens GEO et al. (2009, S. 96 u. 104) zufolge kleinräumig bzw. vorübergehend graduell zu Veränderungen führen. Diese Quellen beziehen sich allerdings v.a. auf die bislang üblichen Erdverkabelungen im Nieder- bis Mittelspannungsbereich. Für die bisher wenig erprobten Erdkabel auf der Höchstspannungsebene wird es maßgeblich von deren techni-



scher Auslegung abhängen, ob es zu nennenswerten Bodenveränderungen kommen kann. U<sub>THER</sub> et al. (2009) betonen zu Recht, dass mit dem Boden ein komplexes System physikalischer Parameter betroffen ist, dessen standörtlich unterschiedliche Reaktionen schwer vorher zu bestimmen sind (U<sub>THER</sub> et al. 2009, S. 6).

Eine moderate Temperaturerhöhung im Boden beschleunigt im Allgemeinen die Aktivität mikrobieller Bodenorganismen und damit insbesondere Zersetzungs Vorgänge. Eine Temperaturerhöhung um 10° aber steigert die biochemischen Prozesse im Boden bereits um das 2-3fache. Solche Temperaturverschiebungen könnten in Abhängigkeit der standörtlichen Bodenverhältnisse nicht mehr zu puffern sein und würden ggf. die Bodeneigenschaften dauerhaft verändern. In Ermangelung wissenschaftlich fundierter Richtwerte für die maximal tragbare Erwärmung in terrestrischen Böden gehen wir im Folgenden von einem Daumenwert von maximal 5 K in 50 cm unter EOK aus. Dieser Wert entspricht in etwa der doppelten Tagesamplitude in dieser Bodentiefe und berücksichtigt somit Pufferkapazitäten.

Maßgeblich für das Risiko des Auftretens von Situationen mit einer starken Bodenerwärmung ist die technische Auslegung des jeweiligen Höchstspannungskabels. In der Planung empfiehlt sich, insbesondere bei einem Bestand schlecht wärmeableitender Böden, frühzeitig auch seltene Ausnahmesituationen mit einer über eine lange Zeit andauernden, deutlich erhöhten Wärmeemission zu berücksichtigen. Es ist für die Ermittlung der möglichen Umweltkonsequenzen wesentlich zu wissen, wie häufig höhere Wärmeemissionen an den jeweiligen Hot Spots mit hohen thermischen Widerständen auftreten können, wie zuverlässig Vorsorge- und Vermeidungsmaßnahmen greifen sowie in welcher Dauer und in welcher Ausdehnung mit Temperaturveränderungen gerechnet werden kann.

## **2.4.9 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

### **2.4.9.1 Bodenvermischung**

Einfach aufgebaute Bodentypen, bei denen nur ein oder zwei Bodenhorizonte berührt werden, lassen sich durch eine saubere Trennung von Ober- und Unterboden während der Entnahme, der Lagerung und dem Wiedereinbau weitgehend mit der ursprünglichen Schichtung wieder herstellen (vgl. DIN 18915 - Vegetationstechnik im Landschaftsbau - Bodenarbeiten). Allerdings ist in jedem Fall das gewachsene Profil gestört. Komplizierter aufgebaute Böden brauchen lange Zeiträume der Bodenentwicklung, um zu regenerieren - in seltenen Fällen werden Bodenfunktionen irreversibel geschädigt. Bei gegenüber Strukturschäden besonders empfindlichen Böden sollte ein Oberbodenabtrag nach Möglichkeit - z.B. durch Dükerung - vermieden werden, da die Grasnabe bzw. die Humusaufgabe eine stabilisierende Wirkung hat (IBNI et al. 2008).

#### **2.4.9.2 Bodenverdichtung**

Bodenverdichtung lässt sich durch diverse technische Vorkehrungen hinsichtlich der Bau- und Transportfahrzeuge vermeiden. Die Radlast der Bau- und Transportfahrzeuge kann durch Mehrachsen und bodenschonende Fahrwerke reduziert werden. Generell sollte (u.a. zur Vermeidung von Bodenschlupf) auf eine bodenschonende Kraftübertragung, bspw. durch Allradantrieb, zapfwellengetriebene statt gezogener Geräte und Aufsattel- und Anbaugeräte, geachtet werden (BMELF 1999). Ein hoher Reifendruck bspw. bewirkt ein tieferes Eindringen der Druckzwiesel der Auflast in das Bodengefüge, als dies bei einem verringerten Reifendruck der Fall ist. Bau- und Transportfahrzeuge mit einem verringerten Reifendruck und mit möglichst breiten Reifen empfehlen sich daher in verdichtungsgefährdeten Bereichen. Auch Gitterräder, Zwillingsreifen, Breit- und Terrareifen sowie Bandlaufwerke mindern den Kontaktflächendruck. Grundsätzlich sind die Bauarbeiten zeitlich so zu planen, dass die Böden nur in ausreichend trockenem Zustand befahren werden.

Soweit möglich sind vorhandene Verkehrswege zu nutzen, ansonsten ist die Anlage von Baustraßen notwendig, um den Lastendruck zu verteilen. Die Norm DIN 4124 „Baugruben und Gräben, Böschungen – Verbau – Arbeitsraumbreiten“ fordert einen Straßenoberbau von 15 cm Dicke, der z.B. aus Schotter oder aus aufbereitetem Bauschutt hergestellt werden kann, weil einfach eingebaut, wieder entfernt und ggf. mehrmals verwendet werden kann (Auskunft RATHKE 15.11.10). In Dänemark ist es offenbar üblich, empfindliche Böden auch bei großen Baustellen durch Baustraßen aus mobilen Stahlplatten herzustellen (GEO et al. 2009, S. 87). Es ist jedoch fraglich, ob dies in Deutschland mit o.g. Norm vereinbar ist. In stark beanspruchten Bereichen kann es auch vorteilhaft sein, Baustraßen aus geotextilen Matten gemäß DIN 18915 herzustellen. In Verbindung mit einer korngestuftten Sand-Kiesauflage oder vergleichbarer Technik kann irreversiblen Strukturschäden vorgebeugt werden (IBNI et al. 2008, S. 55 ff.). Auch diese Baustraßen sind nach Beendigung der Bauarbeiten vollständig entfernbar. Im Bereich besonders hochwertiger Strukturen und morphogenetischer Besonderheiten ist eine möglichst weitgehende Verschmälerung des Arbeitsstreifens zu erwägen.

Unbeabsichtigt verdichteter Oberboden kann nach Beendigung der Baumaßnahme ggf. durch Tiefenlockerung seine Funktionsfähigkeit weitgehend wiedererlangen (vgl. ERM 6-4.6). Doch sollte IBNI et al. (2008) zufolge die Tiefenlockerung im Bereich des Arbeitsstreifens vor Wiederaufbringung der oberen Bodenschicht auf ein notwendiges Maß beschränkt werden. Auch durch Zwischenfruchtanbau ist eine biologische Lockerung und Stabilisierung des Bodens denkbar.

### **2.4.9.3 Bodenwasserhaushalt**

Wasserstauende Schichten, die vom Kabelgraben ggf. durchbrochen werden, können durch quellfähige Tone wie etwa Betonit wieder vollständig abgedichtet werden. Auf diese Weise sind Beeinträchtigungen des Bodenwasserhaushalts vermeidbar (GEO et al. 2009). Zum Beispiel an (Nieder-) Moorstandorten kann so die Funktionsbeeinträchtigung durch Entwässerung gering gehalten werden. Auch durch zeitlich gestraffte Baumaßnahmen und eine rasche Wiederbefüllung des Grabens können Beeinträchtigungen minimiert werden (IBNI et. al. 2008, S. 55 ff.).

### **2.4.9.4 Bodenerwärmung**

Eine Verminderung der Bodenerwärmung ist durch unterschiedliche Maßnahmen möglich, die im Wesentlichen im technischen Berichtsteil, Teil II, abgehandelt werden. In erster Linie verringert die Wahl eines angemessenen Leitermaterials und eines großen Leiterquerschnitts Verlustwärme. Über die Bemessung des Betungsmaterials kann darüber hinaus die Wärmeabgabe standortbezogen ausgeregelt werden. Auch eine Verlegung des Kabels in größerer Tiefe kann einer Erwärmung des belebten Oberbodens vorbeugen. Bei einer streckenweise getunnelten Verlegung kann aktiv belüftet werden. Falls erforderlich, kann die Bodenerwärmung auch durch externe Kühlung vermindert werden, die bspw. für den (n-1)-Fall vorgehalten wird. Aufwendige Maßnahmen bleiben i. Allg. aufgrund der hohen Kosten auf die Hot Spots der Wärmeentwicklung beschränkt.

## **2.5 Auswirkungen von Erdkabeln auf Gewässer**

### **2.5.1 Auswirkungen von Erdkabel auf das Grundwasser**

Im Zuge von Erdkabelverlegungen sind mögliche baubedingte Auswirkungen auf das Grundwasser, d.h. auf ganzjährig vorhandene, durch Niederschlag gespeiste Wasservorkommen, zu beachten (NLT 2009, S. 12, SCHEFFER/SCHACHTSCHABEL 2010, S. 220, GOUDIE 2002, S. 368). Maßgebend sind die Bestimmungen des Wasserhaushaltsgesetzes und des jeweiligen Landeswassergesetzes. Beeinträchtigungen des Grundwassers sind insbesondere in folgenden Situationen denkbar (vgl. Abschn. 2.3.2.4):

- Bei Feuchtgebieten mit hoch anstehendem Grundwasser wie z.B. Niedermooren, die für die Zeit der Kabelverlegung eine aktiv herbeigeführte Grundwasserabsenkung erfordern und entwässert werden könnten (vgl. GEO et al. 2009, S. 41; ECOFYS 2008, S. 97).



- Bei gespannten Grundwasserleitern, die im Laufe der Bauphase - bei unzureichendem Verschluss auch dauerhaft - über das Längsgefälle des Grabenverlaufs entwässern könnten (vgl. ForWind 2005, S. 29). Mineralisierung und Sackung, z.B. von Moorböden, sowie Versauerung und Maiboltbildung könnten folgen.
- Bei der (Teil-)Rückverschließung von Kabelgräben mit allochthonem Material, welches den natürlichen Fluss des Grundwassers sowie die Grundwasserneubildung hemmt und insbesondere in der Nähe von Quellen oder Feuchtflächen zu Austrocknung führen kann (ECOFYS 2008, S. 98).

Irreversible Schädigungen durch Erdkabelverlegung lassen sich im Bereich des Grundwassers aufgrund der geringen Dauer der Baumaßnahmen im Allg. ausschließen (vgl. u.a. GEO et al. 2009, 92; IBNI 2008, S. 78). Auch eine Wasserkontamination durch Schadstoffe kann bei sachgemäßer Ausführung vermieden werden, da die derzeitigen Kabeltypen dahingehend unbedenklich sind (vgl. JARASS et al. 1996, S. 21).

Für die Reichweite der Grundwasserabsenkung ist der Durchlässigkeitsbeiwert (m/s) des Bodens ein entscheidender Faktor (vgl. Tabelle 11). Bei tonreichen Marschböden wirkt sich GEO et al. (2009 S. 91) zufolge selbst eine 1 m tiefe Grundwasserabsenkung nur rd. 6 m in angrenzende Flächen aus. In naturnahen Moorböden mit schwach zersetzten Torfen sind dagegen Reichweiten von annähernd 20 m möglich.

**Tabelle 11:** Durchlässigkeitsbeiwerte wassergesättigter Böden (aus GEO et al. 2009 S. 91 u. Ad Hoc Arbeitsgruppe Boden 1994)

Bodenhorizont	Kf [m/s] (gerundet)	Durchlässigkeit
Sd-Horizonte, Knickhorizonte	< 10 <sup>-7</sup>	sehr gering
Sd-Übergangshorizonte, Sg-Horizonte, weniger ausgeprägte Knick- und Dwogmarsch-Horizonte, stark zersetzte Torfe	10 <sup>-7</sup> - 10 <sup>-6</sup>	gering
schluffreiche tonarme Schichten, mittel zersetzte Torfe	10 <sup>-6</sup> - 5 · 10 <sup>-6</sup>	mittel
Horizonte mit guter Gefügeentwicklung, fein- bis mittelkörnige Sande, mittel bis schwach zersetzte Torfe	5 · 10 <sup>-6</sup> - 10 <sup>-5</sup>	hoch
Horizonte mit sehr guter Gefügeentwicklung, mittelkörnige Sande, schwach zersetzte Torfe	10 <sup>-5</sup> - 4 · 10 <sup>-5</sup>	sehr hoch
schilfdurchwurzelte Tone, Grobsande, Kiese, sehr schwach zersetzte Torfe	> 4 · 10 <sup>-5</sup>	äußerst hoch

## 2.5.2 Auswirkungen durch Erdkabel auf Oberflächengewässer

Mögliche Auswirkungen von Erdkabelverlegungen auf Oberflächengewässer sind vor allem beim Queren von Gewässern denkbar. Eine indirekte Entwässerung von

Oberflächengewässern ist durch die bereits oben angesprochenen Wasserhaltungsmaßnahmen an Standorten mit hoch anstehendem Grundwasser möglich.

Falls eine Kabeltrasse ein Oberflächengewässer queren soll, wird das Kabel in der Regel mithilfe eines Horizontal-Bohrverfahrens (HDD-Bohrung) oder eines Pressrohrverfahrens unter dem Gewässer verlegt bzw. unterdükert (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.5). Bei solchen Dükerungen, die beim Unterqueren von Gewässern zumeist sowohl aus baugrundtechnischen, als auch aus ökologischen Erwägungen erforderlich sind, können hydraulische Verbindungen in Folge der Durchtrennung von wasserundurchlässigen Schichten entstehen (vgl. GEO et al. 2009, S. 89 ff.). Falls wasserundurchlässige Schichten durchstoßen werden, müssen die hydraulischen Verbindungen mit quellfähigen Tonen, wie bspw. Bentoniten, nach Abschluss der Bohrung wieder verschlossen werden.

Eine Alternative zur Dükerung ist bei der Querung von kleineren Fließ- und Stillgewässern die offene Bauweise mit Einstauung. Dabei wird das Wasser über eine Pumpe um die Baustelle herum geleitet (vgl. GEO et al. 2009, S. 42). Während der Bauphase ist mit einer verstärkten Trübung des Gewässers sowie einem erhöhten Nähr- und Schadstoffstoffeintrag aus Rücklösungen zu rechnen. Je nach Fließgeschwindigkeit baut sich diese Trübung mehr oder weniger rasch ab. Naturnahe Fließgewässer sind gegenüber Trübungen empfindlicher als ausgebaute Gewässer. Bei sehr strukturreichen Ufern ist bei einer offenen Bauweise eine darüber hinaus vorübergehende Beeinträchtigung der Uferrandstruktur zu erwarten (vgl. IBNI 2008, S. 80). Als weitere Auswirkungen werden von ECOFYS (2008, S. 98) mögliche signifikante Beeinträchtigungen von wandernden Fischen und aquatisch lebenden Säugern beschrieben.

Für weite Unterwasserstrecken auf Meeresboden sind spezielle, jedoch erprobte Kabelverlegungsverfahren (bspw. Einpflügung) unvermeidlich. Diese Verfahren haben über die Aufwirbelung von Sedimenten und dabei ggf. Remobilisierung von Nähr- und Schadstoffen zumeist sehr temporäre Auswirkungen auf die Wasserqualität.

### **2.5.3 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

#### **2.5.3.1 Grundwasser**

IBNI et al. (2008, S. 81 ff.) empfehlen in Gebieten mit hoch oder sehr hoch empfindlichem Grundwasser angepasste Vorsorgemaßnahmen, um einer Grundwasserkontamination vorzubeugen. Im Falle unvermeidlicher Wasserhaltungsmaßnahmen sollte die Dauer der Verlegung eines Erdkabels so gering wie möglich gehalten werden (IBNI et al. 2008, S. 81). GEO et al. (2009, S. 92) empfehlen im Einzelfall die Einrichtung von Negativbrunnen, in welchen das abgepumpte Wasser

nicht weit vom Entnahmeort entfernt wieder in den Boden gepumpt wird, um so einer Absenkung des Grundwasserspiegels an empfindlichen Nachbarstandorten entgegenzuwirken.

#### **2.5.3.2 Oberflächengewässer**

Bei der Querung von Oberflächengewässern empfehlen IBNI et al. (2008, S. 81 ff.) eine grabenlose Unterquerung des Gewässers. Ist dies nicht möglich und wird während der Bauzeit Wasser abgepumpt, so ist es grundsätzlich vor Wiedereinleitung in das Gewässer zu reinigen und mit einer angemessenen Fließgeschwindigkeit zurückzuführen. Durch eine Einschränkung des Arbeitsstreifens lassen sich Schädigungen der Uferstruktur in jedem Fall vermeiden.

## **2.6 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf das Orts- und Landschaftsbild**

### **2.6.1 Auswirkungen während der Bauphase**

Der Baustellenbetrieb ist für die Dauer der Bauphase aufgrund von Geräusch- und Abgasemissionen, visueller Unruhe und Baubeleuchtung eine Störquelle, die sich auf den Zufahrtsstraßen sowie in der Umgebung der Baustandorte negativ auf das Landschaftserleben auswirkt. Da entlang der gesamten Trasse Baustraßen angelegt werden müssen, ergeben sich auch seitlich der Verlegetrasse Vegetationsschäden, die über die Dauer der Bauphase hinaus fortbestehen können.

Auf den benötigten Arbeitsflächen wird Vegetation unvermeidlich beschädigt und entfernt. Vor allem in Waldgebieten wirkt sich der Verlust landschaftsprägender Gehölzstrukturen auf das Landschaftsbild aus (vgl. MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND TOURISMUS MECKLENBURG-VORPOMMERN 2008). Aktuellen Planungen bei Tennet zufolge (Schomburg mdl. 19.10.2011) ist in der Bauphase bei 4 Systemen für Kabelgraben, Erdaushub und Baustraße je nach Verlegungsart mit einer Trassenbreite von 21 m Breite zu rechnen (im Betrieb 7,60 m bzw. 12 m – 18 m mit Schutzstreifen; vgl. Berichtsteil Technik, Teil I. Abschn. 1.4.5.2).

### **2.6.2 Auswirkungen durch Anlage und Betrieb**

#### **2.6.2.1 Trasse und Nebenanlagen**

Nach Abschluss der Bauarbeiten werden die Baustelleneinrichtungen entfernt und die Baustreifen wieder begrünt. Da im direkten Trassenbereich keine tiefwurzelnenden Gehölze gepflanzt werden dürfen, verbleibt in Gebüsch und Wäldern jeweils eine Schneise von 12 m bis 25 m Breite. Im Offenland ist die Trasse ein Jahr nach Fertigstellung nicht mehr zu erkennen. Allenfalls in Abständen gesetzte

Markierungspfähle warnen vor unbeabsichtigter Beschädigung des Kabels bei Bauarbeiten bspw. im Straßenbau.

Als Nebenbauwerke sind ggf. Muffenbauwerke, Tunnelbauwerke, Umrichterstationen und Kabelübergangsanlagen (Freileitung-Kabel) zu beachten. Landschaftsbildrelevant sind v. a. Kabelübergangsanlagen, die üblicherweise als etwa 27 m hohe Stahlkonstruktionen ausgelegt sind, wobei für ein System eine umzäunte Fläche mindestens der Maße 20 m x 70 m benötigt werden (Auskunft GÖRNER, ABB AG 8.2.11).

Aufgrund der unterirdischen Lage wird das Orts- und Landschaftsbild durch Anlage und Betrieb des Kabels selbst i. Allg. nicht nennenswert beeinträchtigt.

#### **2.6.2.2 Ermittlung von Landschaftsbildbeeinträchtigungen**

Im Unterschied zu Freileitungen, für die es eine recht spezialisierte Methodik zur Ermittlung "mastenartiger Eingriffe" in das Landschaftsbild gibt, richtet sich die Landschaftsbildanalyse bei Erdkabeln nach allgemeinen Kriterien der landschaftsplanerischen Praxis, die im Folgenden kurz dargestellt werden. Im Rahmen der Landschaftsbildanalyse und Landschaftsbewertung sind vorrangig Informationsgrundlagen zusammenzutragen und zu erstellen, die eine möglichst realitätsnahe Abschätzung der zu erwartenden visuellen Wirkungen eines Vorhabens ermöglichen. Eine Vielzahl von unterschiedlichen Methoden zur Bewertung des Landschaftsbildes wird in Leitfäden und Fachgutachten beschrieben (u.a. GAREIS-GRAHMANN 1993, NOHL 1993, KLÖPPEL u. KRAUSE 1996, KÖHLER u. PREIS 2000). Über die Abschätzung möglicher Landschaftsbildbeeinträchtigungen hinaus soll jeweils geklärt werden, ob und wenn ja, wie, unvermeidliche Landschaftsbildbeeinträchtigungen minimiert, ausgeglichen oder ersetzt werden können. Die Untersuchung von Landschaftsaspekten ist eine rechtlich vorgeschriebene Standardanforderung der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP). Darüber hinaus führt das Naturschutzrecht des Bundes und der Länder „die Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ als Schutzziel auf, wobei das Landschaftsbild in besonderem Maße als Voraussetzung für die Erholung des Menschen in Natur und Landschaft nachhaltig zu sichern ist. Das heutige Verständnis von Landschaftsbild beschränkt sich nicht allein auf visuell wahrnehmbare Einheiten der Landschaft, sondern umfasst ein darüber hinausgehendes, mit allen zur Verfügung stehenden Sinnesqualitäten verknüpftes Landschaftserleben (GASSNER 1995 S. 37; LOUIS 2000, S. 112).

Angesichts schwer objektivierbarer Kriterien wie „Schönheit“ und „Eigenart“ erfolgen Bewertungen weitestgehend anhand qualitativer Maßstäbe und in grober Skalierung. Qualitativ bestimmt sich insbesondere das Maß der Erheblichkeit, mit dem das Landschaftsbild beeinträchtigt wird. Quantitative Aspekte betreffen v.a.

den Flächenumfang des Einwirkungsbereichs sowie die vertikalen und horizontalen Winkel, in denen der Eingriff von bestimmten Standorten aus wahrnehmbar ist. Die Empfindlichkeit des Landschaftsbilds gegenüber störenden Eingriffen bestimmt sich aus ihrer Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie aus ihrer Einsehbarkeit und Naturschutzwürdigkeit.

Rechtsprechung und Rechtskommentare geben grundsätzliche Hilfestellungen, in welcher Weise die einschlägigen, sehr auslegbaren Begriffe des Naturschutzrechts wie "Vielfalt", "Schönheit" und "Eigenart" zu interpretieren sind, so dass die erwartete Fachbeurteilung trotz aller unvermeidbaren Subjektivität nicht der Beliebigkeit anheimfällt. Die in einer Landschaftsbildanalyse erwartete Einschätzung der „Schönheit von Natur und Landschaft“ ist durch die Rechtsprechung insoweit eingegrenzt worden, als „auf das Urteil eines für die Schönheiten der natürlich gewachsenen Landschaft aufgeschlossenen Durchschnittsbetrachters“ abgestellt wird (BVerwG NuR, 1991 S. 124,127). Diese Durchschnittsbetrachtermeinung wird i. Allg. von entsprechend ausgebildeten Landschaftsplanern auf der Basis anerkannter Methoden nachvollzogen. Aufgrund vielfacher Auseinandersetzungen um die Akzeptanz landschaftsbildwirksamer Großvorhaben werden diese professionellen ästhetischen Bewertungen zunehmend auch durch Meinungsbilder aus Vor-Ort-Befragungen gestützt. Zweifellos kommt solchen Fachurteilen eine erhöhte Rechtssicherheit zu (vgl. ROTH und GRUEHN 2010).

Im Vergleich zu Freileitungstrassen werden Erdkabeltrassen aufgrund ihrer deutlich geringeren Sichtbarkeit im Allg. als landschaftsverträglicher eingeschätzt. So werden Erdkabel verschiedentlich zum Ersatz bestehender Freileitungen in Regionen mit hoch empfindlichen Landschaftsbildern vorgeschlagen. In Dänemark z.B. wurde im Frühjahr 2008 auf den Rat eines "Electricity Infrastructure Committee", welches mit Vertretern der Regierung und der Elektrizitätsversorger besetzt ist, eine weitreichende Verkabelung des 400 kV-Netzes in sechs Regionen mit sehr hoher Landschaftsbildrelevanz beschlossen. Hierzu gehören verschiedene Küstenlandschaften, Endmoränenlandschaften und eiszeitliche Tallandschaften. Vergleichbare Landschaften sind in Deutschland u.a. als National- und Naturparke geschützt.

### **2.6.3 Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen**

Die Beeinträchtigungen des Baubetriebs einer Kabelverlegung auf das Landschaftsbild sind weitgehend temporär und in den meisten Fällen von geringer Bedeutung für die Zulässigkeit des Vorhabens.

Dauerhaft verbleiben Schneisen in Gehölzen und vereinzelte Nebenbauwerke, die ggf. das Landschaftsbild beeinträchtigen können. Die in der Bauphase entstandenen Schneisen sind jedoch deutlich schmaler als etwa bei Freileitungen. Ihre Wir-

kung auf das Landschaftsbild lässt sich durch Trassenmanagementmaßnahmen und durch die Anlage einer Waldrandbepflanzung entschärfen. In den seltensten Fällen wird es aus Gründen des Landschaftsbildes erforderlich sein, ein Erdkabel auf einer begrenzten Strecke durch ein aufwendiges Schutzrohr oder einen kostenaufwendigen, mit Ortsbeton hergestellten Tunnel, den sog. "*Infrastruktur-tunnel*", zu führen (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.4.5.3).

Eine ggf. störende Wirkung von Nebenbauwerken kann durch Abpflanzungen an der Anlage selbst sowie bspw. an Straßen mit Blickachse auf die Anlage herabgesetzt werden. Als Alternative zu einer ggf. landschaftsbildbeeinträchtigenden Wirkung konventioneller Kabelübergangsanlagen wurden in einem Ideenwettbewerb der dänischen Regierung darüber hinaus zahlreiche künstlerische Designvorschläge entwickelt, die bis hin zur Absenkung des Terrains um die Anlagen herum und zur Teilverlegung der Anlage unter die Erde reichen (vgl. MILJÖMINISTERIET 2010).

## **2.7 Auswirkungen von Erdkabeltrassen auf Kultur- und Sachgüter**

### **2.7.1 Auswirkungen während der Bauphase**

Mit den Bauarbeiten für die Kabeltrasse kommt es zu ausgedehnten Tiefbaumaßnahmen. Dabei können Kulturdenkmäler in Form archäologischer Fundstellen, z.B. Grabhügel, gefährdet sein. Durch eine archäologische Prospektion im Bereich der Feintrasse bereits im Vorfeld des Bauvorhabens lassen sich Verluste und Beeinträchtigungen von bekannten und bisher nicht bekannten Kulturdenkmälern vermeiden.

### **2.7.2 Auswirkungen durch Anlage und Betrieb**

Durch Anlage und Betrieb eines Erdkabels sind Beeinträchtigungen von Kultur- und Sachgütern i. Allg. nicht zu erwarten.

### **2.7.3 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Durch eine baubegleitende Untersuchung lässt sich im seltenen Fall einer bei den Grabungen entdeckten bodendenkmalpflegerischen Betroffenheit das Ausmaß der etwaig anschließenden Bergungs- und Dokumentationsmaßnahmen abschätzen (IBNI et al. 2008, S. 278). Beim Auffinden von Bodenfunden sind die Bestimmungen der Denkmalschutzgesetze der Länder zu beachten (ERM 2010).



## **2.8 Auswirkungen von Erdkabel auf die Luft und das Klima**

### **2.8.1 Auswirkungen während der Bauphase**

Im Baubetrieb werden von den Fahrzeugen in geringem Umfang Schadstoffe und Abgase an die Luft abgegeben (vgl. u.a. GEO 2009, S. 88). Bei trockener Witterung kann es aufgrund der umfangreichen Erdarbeiten zu Staubaufwirbelung, Staubverdriftung und Ablagerungen kommen. Dadurch ergeben sich in der Regel allerdings keine erheblichen Beeinträchtigungen der Schutzgüter Luft und Klima.

### **2.8.2 Auswirkungen durch Anlage und Betrieb**

Die Auswirkungen von Erdkabeln auf die Schutzgüter Luft und Klima sind in der Betriebsphase i. Allg. gering. Ortsweise wird das Kleinklima durch Minimierung der Waldfläche und Schneisenbildung kleinklimatisch verändert. Im Einzelfall können das Waldinnenklima oder durch neue Kaltluftabflüsse auch Siedlungslagen beeinträchtigt sein. Denkbar ist auch eine Beeinträchtigung durch erhöhte Sonnen- und Windeinwirkungen an den Schneisenrändern (MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND TOURISMUS MECKLENBURG-VORPOMMERN 2008). Bei erheblicher Wärmeabgabe des Kabels könnte es auf der Trasse zu kleinklimatischen Verschiebungen mit intensivierter, bei Austrocknung auch reduzierter Vegetationsaktivität kommen.

### **2.8.3 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Grundsätzlich können Beeinträchtigungen des Schutzgutes Klima / Luft durch die Optimierung von Arbeits- und Bauabläufen zur Reduzierung von Verunreinigungen minimiert werden (IBNI et al. 2008, S. 231).

## **2.9 Wechselwirkungen**

### **2.9.1 Wechselwirkungen durch Bündelung von Vorhaben**

Die Berücksichtigung von Wechselwirkungen ist gemäß UVPG Pflichtaufgabe einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung. Zwischen Naturgütern bestehen regelmäßig Wechselwirkungen, so dass auch Beeinträchtigungen einzelner Naturgüter durch Wirkungsverlagerungen und Sekundärwirkungen als Störung des Gesamtgefüges begriffen werden können. Vorliegende Umweltverträglichkeitsuntersuchungen zeigen bei Kabel- und bei Rohrleitungsvorhaben, dass Sekundärwirkungen offenbar nicht die Qualität einer erheblichen Beeinträchtigung erreichen (IBNI 2008, S.285, IBU 2007, S. 369 ff.). In jedem Fall sind diese Fragestellungen sehr einzelfallspezifisch.



Über Sekundärwirkungen hinaus, die über die ökologische Vernetzung der einzelnen Naturgüter transportiert werden, können Wechselwirkungen auch in Verbindung mit den Umweltauswirkungen anderer Bauten und Bauvorhaben auftreten. Die unterschiedlichen Umweltauswirkungen können sich dabei im Einzelfall addieren, potenzieren oder kompensieren und sogar aufheben.

### **2.9.2 Vorhabensbündelung und Wechselwirkungen während der Bauphase**

Durch die Verlegung eines Kabels entlang einer Straße oder eines Schienenweges kann auf diesen Strecken auf die Herstellung einer Baustraße und damit auf wesentliche Bauwirkungen verzichtet werden. Die Umweltauswirkungen der Bauphase treffen auf durch die Verkehrsstrecke deutlich vorbelastete Bereiche und sind daher gegenüber einer isolierten Trasse reduziert.

Häufige negative Wechselwirkungen werden während der Bauphase v.a. durch unabsichtliche Beschädigungen dicht benachbarter Anlagen erzeugt. Die häufigsten Ausfallursachen bei Kabelanlagen sind z.B. versehentliche Beschädigungen bei Baumaßnahmen (BRAKELMANN 2010 mdl.).

### **2.9.3 Vorhabensbündelung und Wechselwirkungen durch Anlage und Betrieb**

Die Bündelung von Kabeltrassen mit anderen linienhaften Infrastrukturen kann hinsichtlich der bei Anlage und Betrieb verursachten Umweltauswirkungen insgesamt erhebliche Wirkungsreduktionen erzielen (vgl. Berichtsteil Recht, Abschn. 1.5.3). Dabei werden bestehende Umwelt-Vorbelastungen genutzt und landschaftliche Freiräume geschont. Reduktionen können gleichermaßen für Wirkungen auf den Boden und das Grundwasser, auf Arten und Biotope sowie auf das Landschaftsbild erreicht werden. In besonderem Maße können diese Effekte bei dem zeitgleichen Bau von Erdkabeln mit Infrastrukturprojekten genutzt werden (vgl. BOSCH & PARTNER et al. 2009). Zur Bündelung eignen sich insbesondere linienhafte Infrastrukturtrassen mit erheblichen Umweltvorbelastungen wie:

- Bundesstraßen (20 m Abstand erforderlich),
- Bundesautobahnen (40 m Abstand erforderlich)
- Schienenwege von Eisenbahnen
- Gasversorgungsleitungen
- Rohrleitungsanlagen zum Befördern von Wasser.

Negative Wechselwirkungen bei der gebündelten Verlegung von Erdkabeln mit anderen linienhaften Infrastrukturtrassen sind insbesondere an folgenden Punkten denkbar:

- die kumulative thermische Belastung des Erdbodens kann durch das Zusammenwirken verschiedener linienhafter Infrastrukturtrassen zur Strukturveränderung des Erdbodens führen,
- Magnetfelder können Induktionsspannungen und damit Korrosionen in sehr nahe gelegenen metallischen Anlagen verursachen (ggf. durch Potenzialsteuerung bzw. Erdung vermeidbar). Die Störaussendung magnetischer Felder durch Erdkabelanlagen steht in Abhängigkeit von Übertragungsleistung, Verlegetiefe und Verlegeabstand der betroffenen technischen Einrichtungen.
- Die kumulative Belastung aufgrund unterschiedlicher Beeinträchtigungsfaktoren kann für benachbarte Nutzungen, bspw. Wohnnutzung, ein zumutbares Maß überschreiten.

## **3 Umweltauswirkungen von Freileitungen**

### **3.1 Auswirkungen von Freileitungen auf Gesundheit und Wohlbefinden (Mensch)**

Der folgende Abschnitt beschränkt sich auf die zentralen Diskussionsbereiche, elektrische und magnetische Felder, Koronaentladungen und Unfälle als Teil der Auswirkungen durch Anlage und Betrieb von Freileitungen. Bau-Nebenaspekte wie etwa beeinträchtigende Schallimmissionen von Baufahrzeugen auf die Wohn- und Erholungsqualität bleiben an dieser Stelle unberücksichtigt (vgl. z.B. GEO et al. 2009, S. 88).

Unter anderem haben BRAKELMANN (2004), das BUNDESAMT FÜR NATURSCHUTZ (BfN 2002), das SCHWEIZER BUNDESAMT FÜR UMWELT, WALD UND LANDSCHAFT (BUWAL 2005), das ENVIRONMENTAL RESOURCES MANAGEMENT (ERM 2008), die FBG FREILEITUNGSBAU GMBH (2008), die NIEDERSÄCHSISCHE STAATSKANZLEI (2007), die STRAHLENSCHUTZKOMMISSION (SSK 2001, 2004, 2008), OBERFELD (2006), (SILNY ET AL. 2001 - 2010) sowie die INTERNATIONAL COMMISSION ON NON-IONIZING RADIATION PROTECTION (2010) jeweils synoptisch über die Auswirkungen von Freileitungen auf den Menschen berichtet.

#### **3.1.1 Beeinträchtigungen durch elektrische und magnetische Felder**

##### **3.1.1.1 Übersicht**

Hochspannungsleitungen in Form von Freileitungen sind eine Quelle niederfrequenter elektrischer und magnetischer Felder (vgl. LUA 2004, S. 2, ERM 2008, S. 6.1-26). Die elektrischen und magnetischen Feldstärken in der Nähe von Freileitungen sind von der Spannungsebene, der Mastform und Anordnung, der Anzahl und dem Durchhang der Leiterseile sowie der Spannung bzw. Stromstärke abhängig (vgl. Berichtsteil Technik, Teil III).

Die möglichen Beeinträchtigungen durch elektrische und magnetische Felder insbesondere von Freileitungen werden in Wissenschaft und Öffentlichkeit kontrovers diskutiert. Die weltweit sehr unterschiedlichen Grenzwerte, Vorschriften und Empfehlungen zum Schutz der Bevölkerung vor niederfrequenten und statischen elektrischen und magnetischen Feldern, die als Vorarbeit zu dieser Studie vom ECOLOG-Institut, Hannover, zusammengestellt wurden (Tabelle 1 in Anhang 1), sind ein beredter Ausdruck einer noch offenen und intensiv geführten Fachdiskussion (vgl. NEITZKE u. OBERHOFF 2010).

Die gesetzlichen Grenzwerte zum Schutz vor niederfrequenten elektrischen und magnetischen Feldern sowie ein Überblick zur Diskussion der wissenschaftlich

nachgewiesenen Schwellen für Gesundheitsschäden durch die von den Feldern erzeugten Körperströme wurden bereits in Abschn. 2.1 vorgestellt.

Zusammenfassend sei erwähnt, dass die Strahlenschutzkommission (SSK), deren Empfehlungen (2001 u. 2009) als richtungsweisend und orientierend gelten, die in Deutschland geltenden Grenzwerte nach der 26. BImSchV wiederholt bestätigt hat, jedoch vor dem Hintergrund möglicher, ggf. noch nicht nachgewiesener Wirkungen zu Vorsorge- und Minimierungsmaßnahmen nach dem Stand der Technik rät. Unter Vorsorgegesichtspunkten sollen die geltenden Grenzwerte nicht ausgeschöpft werden. Eine von NEITZKE u. OBERHOFF (2010) darüber hinaus zusammen gestellte Tabelle mit Grenzwertempfehlungen wissenschaftlicher Gremien befindet sich in Anhang 1 (Tabelle 2).

### **3.1.1.2 Elektrische Felder**

Der zugelassene Effektivwert der elektrischen Feldstärke beträgt in Deutschland 5 kV/m (vgl. 26. BImSchV Anhang 2 zu § 3). Dieser Grenzwert ist bei der Errichtung und Betreibung von Niederfrequenzanlagen in der Nähe von Gebäuden und Grundstücken, die nicht nur zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, zu beachten.

Die nachgewiesenen Effekte von elektrischen Feldern beschränken sich ERM (2008 S. 6.1-26) und OBERFELD (2006, S. 50) zufolge auf den unmittelbaren Leitungsbereich und nehmen mit zunehmender Entfernung rasch ab. Dies ergeben auch die Berechnungen im Berichtsteil Technik, Teil III, Abschn. 2.1. Dabei gehen die Autoren davon aus, dass von elektrischen Feldern an Freileitungen keine Gefährdung der menschlichen Gesundheit ausgeht. Aus den Simulationsergebnissen im Berichtsteil Technik, Teil III, Abschn. 2, geht hervor, dass der zugelassene Effektivwert der elektrischen Feldstärke in wenigen Extremfällen bei Volllastung in Aufpunkthöhe von 1 m EOK direkt unter der Leitung überschritten werden kann. GEO et al. (vgl. 2009, S. 23 zit. nach DAVID 1997) sowie BRAKELMANN (2004, S. 40) zufolge betragen die höchsten gemessenen Feldstärken direkt unterhalb von Freileitungen und im Bereich des stärksten Seildurchhangs weniger als 6 kV/m (vgl. ähnlich FBG-Freileitungsbau GmbH 2008, S. 13 zur ehemals geplanten 380-kV-Leitung Maade-Conneforde).

Brakelmann (2004, S. 40) stellt darüber hinaus fest, dass Gebäudemauern und andere Hindernisse dieses Feld erheblich abschirmen, so dass für die Dauerexposition von Menschen keine Gefährdung durch das elektrische Feld von Freileitungen zu erwarten ist. Ein von außen wirkendes elektrisches Feld wird BUWAL zufolge im Inneren eines Gebäudes um 90 Prozent oder mehr abgeschwächt (vgl. BUWAL 2005, S. 25).

### 3.1.1.3 Magnetische Felder

Der in der 26. BImSchV festgelegte Grenzwert für das magnetische Feld beträgt  $100\ \mu\text{T}$  bei 50 Hz. Er ist bei der Errichtung und Betreibung von Niederfrequenzanlagen in der Nähe von Gebäuden und Grundstücken, die nicht nur zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, zu beachten.

Die kontroverse Diskussion hinsichtlich der möglichen Auswirkungen magnetischer Felder wurde bereits in Abschn. 2.1.2 skizziert. Sie findet ihren Widerhall in staaten-, regionen- und länderweise sehr unterschiedlichen Grenzwerten. Im Rahmen dieser Studie ist es nicht möglich, die Fachdiskussion um Wirkungen der magnetischen Felder von Höchstspannungsleitungen umfassend darzustellen - sie wird daher nur in groben Zügen zusammengefasst.

Der INTERNATIONAL COMMISSION ON NON-IONIZING RADIATION PROTECTION, einem Beratungsgremium der WHO, ist lediglich von einer "möglichen" gesundheitlichen Wirkung auszugehen (ICNIRP 2010). Die mit der WHO assoziierte Internationale Agentur für Krebsforschung sieht immerhin einen ausreichenden Grund für die Einstufung dieser Felder als "möglicherweise krebserregend" (WHO 2010). Entsprechend geht auch OBERFELD in der umweltmedizinischen Prüfung für das Vorhaben der "380-kV-Salzburgleitung" davon aus, dass die Exposition gegenüber magnetischen Wechselfeldern unter anderem mit einer Risikoerhöhung für bestimmte Krebsformen und neurodegenerative Krankheiten einhergehen kann (Oberfeld 2006, S. 78 zit. nach STEVENS u. DAVIS 1996, ERREN 2001, IARC 2001, CDH 2001, HENSHAW u. REITER 2005).

Es ist unstrittig, dass die Stärke magnetischer Felder mit zunehmendem Abstand von der Quelle abnimmt. Zu Zeiten der Höchstlast können die magnetischen Felder BRAKELMANN (2004, S. 41) und GEO et al. (2009, S. 25) zufolge bis ca.  $30\ \mu\text{T}$  in 1 m Höhe EOK direkt unter einer 380-kV-Freileitung betragen. Auch im Berichtsteil Technik, Teil III, Abschn. 3, werden Werte deutlich unter dem Grenzwert der 26. BImSchV errechnet. Entsprechend wird auch in den Planfeststellungsunterlagen der 380-kV-Freileitung Krümmel-Görries (sog. Windsammelschiene) (IBU 2007, S. 254) sowie der einst geplanten (jedoch nicht realisierten) 380-kV-Leitung Maade-Conneforde (vgl. ERM 2008, S. 6.1-27 u. S. 2.6.1-4; TRANSPower 2010, S. 70) davon ausgegangen, dass die Grenzwerte der 26. BImSchV an jeder beliebigen Stelle der Freileitungstrasse in 1 m Höhe EOK eingehalten werden.

Die Risikoabwägung zu EMF, bei der die menschliche Gesundheit als ein besonders hoher Wert einfließt, veranlasst die Strahlenschutzkommission (SSK) angesichts bestehender Wissensunsicherheiten eine Reihe von Vorsorgemaßnahmen zu empfehlen. Über die Empfehlung zur Nichtausschöpfung der Grenzwerte hinaus gehören hierzu u. a. die Anwendung von Minimierungsmaßnahmen nach dem Stand der Technik und zur Überprüfung der Immissionen sowie zur Informa-

tion der Öffentlichkeit (vgl. Abschn. 2.1.2; vgl. SSK 2001, S. 17 ff.; 2004, S. 4; 2009, S. 11).

Angesichts der steigenden Anzahl von Personen mit aktiven Implantaten sieht die SSK darüber hinaus Handlungsbedarf, Störbeeinflussungssituationen im Alltag durch gerätetechnische und regulatorische Maßnahmen zu verringern bzw. zu vermeiden. Zur Vermeidung der Störbeeinflussung von elektronischen Implantaten (z.B. Herzschrittmachern oder Defibrillatoren) sind u.a. ortsfeste Anlagen zur Energieversorgung mit der Frequenz 50 Hz der SSK zufolge so zu planen, zu errichten und zu betreiben, dass auch bei höchster betrieblicher Auslastung die von einer Anlage emittierten magnetischen Induktionen die empfohlenen Grenzen nicht überschreiten (vgl. NEITZKE u. OBERHOFF 2010). Die Induktionen sollten in Bereichen, die Implantatträgern zugänglich sind, und bei denen Feldquellen, die nicht sichtbar bzw. bei denen ein Exposition-vermeidendes Verhalten nicht möglich oder nicht zumutbar ist, folgende Werte nicht überschreiten:

- 10  $\mu\text{T}$  (50 Hz) bzw. 30  $\mu\text{T}$  (16 2/3 Hz) in Bereichen, in denen mit zusätzlichen Feldquellen gerechnet werden muss (z.B. in Wohnanlagen, Seniorenheimen, Krankenhäusern)
- 15  $\mu\text{T}$  (50 Hz) bzw. 45  $\mu\text{T}$  (16 2/3 Hz) in Bereichen, in denen Einträge zusätzlicher Feldquellen nicht zu erwarten und Feldquellen (z.B. Erdkabel) nicht sichtbar bzw. nicht entsprechend gekennzeichnet sind.

Vorsorgeorientierte Maßstäbe gegenüber magnetischen Feldern für den Freileitungsbau sind in Niedersachsen auch in das Planungsrecht eingeflossen. Das Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen (2008) legt als Ziel fest, dass Hoch- und Höchstspannungsleitungen nicht als Freileitung, sondern als Erdkabel verlegt werden, wenn ein Mindestabstand von 400 m im Innenbereich entsprechend § 34 BauGB und 200 m zu Wohngebäuden im Außenbereich entsprechend § 35 BauGB unterschritten wird (Nds. GVBl. 2008, 132) (vgl. Berichtsteil Recht, Abschn. 1.4.5.2.3). Die festgelegten Mindestabstände leiten sich aus der Erkenntnis ab, dass bei einem Abstand von rd. 100 m zu den Leitungen die gesetzlichen Anforderungen hinsichtlich der elektrischen und magnetischen Feldwirkungen zwar voll erfüllt sind, die Belastungen allerdings noch über dem Niveau der anzunehmenden Grundbelastung liegen. Bei einem Abstand von 200 m zu den Leitungen liegen die elektromagnetischen Auswirkungen der Begründung des Landesraumordnungsprogramms Niedersachsen (2008 Abschn. 4.2 Ziffer 07, Sätze 6-8 LROP) zufolge auf dem Niveau der allgegenwärtigen Grundbelastung und seien insoweit nicht mehr messbar (vgl. auch BUWAL 2005, S. 23). Bei einer 380-kV-Leitung üblicher Bauart sei davon auszugehen, dass bei einem Abstand von 200 m von der Trassenmitte bis zum Wohngebäude Beeinträchtigungen des Wohnumfeldes vermieden werden. Die weitere Verdoppelung des 200 m Abstands zur Wohnbebauung



auf 400 m im Innenbereich berücksichtigt darüber hinaus die typischen wohnumfeldnahen Aktivitäten (Nutzung von Spiel- oder Sportplätzen, ortsrandnahe Wanderwege) und soll damit vorsorgend auch zum Schutz und Erhalt des nahen Wohnumfeldes beitragen. Ebenfalls Abstände von 200 m und 400 m zu Wohnbebauung für eine mögliche Erdverkabelung auf den Strecken der EnLAG-Piloten wurden in §2 Abs. 2 des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) übernommen (vgl. Berichtsteil Recht, Abschn. 1.4).

### **3.1.2 Beeinträchtigungen durch Koronaentladungen**

In den hohen elektrischen Feldstärken zwischen den Leiterseilen einer Freileitung kommt es zur stoßweisen Ionisierung von Luftmolekülen, der sogenannten Koronaentladung. Es handelt sich dabei um sehr schwache Entladungen, die in Feldstärken unterhalb der Leuchtbogen- bzw. Funkenentladung stattfinden und sich bei Freileitungen mit Brummtönen, Knacken oder Surren bemerkbar machen kann (BfN 2002, S. 139; GEO et al. vgl. 2009, SEMMLER et. al. 2005; IBU 2007, S. 254; OBERFELD 2006, S. 84; TRANSPOWER 2010, S. 70). Besonders feuchte Witterungsbedingungen wie Nebel oder Raureif verstärken die Effekte. Darüber hinaus kann es zu Störungen im Hörfunkbereich kommen. Der unter feuchten Witterungsbedingungen entstehende Schalldruckpegel ist mit 30 dB bis 60 dB als Störgeräusch wahrnehmbar (vgl. BfN 2002, S. 139). BfN (2002, S. 139) wertet Koronageräusche als nicht akut gesundheitsschädigend. BRAKELMANN (2004, S. 42) zufolge wirken die akustischen Störungen durch Korona-Entladungen erst in unmittelbarer Nähe von Freileitungen beeinträchtigend. Andererseits werden Koronageräusche nur schlecht von Gebäudehüllen absorbiert und treten nachts, zu den Ruhezeiten, in denen andere Geräuschquellen selten sind, besonders deutlich hervor. Sie sind BfN (2002, S.139) zufolge in jedem Fall als eine im Nahbereich beeinträchtigende akustische Auswirkung auf den Menschen zu beachten.

Aus umweltmedizinischer Sicht wird die mögliche Bildung von Stickoxiden und Ozon als ein Effekt von Koronaentladungen diskutiert. Die Beiträge der 380-kV-Salzburgleitung zur Ozonimmissionssituation wurden von OBERFELD (2006, S. 84) im Jahresmittel auf  $0,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$  geschätzt. Im worst-case der Raureifsituation wurde eine Zusatzbelastung von  $5,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$  für den Einstundenmittelwert errechnet. Im Rahmen der Umweltstudie zur ehemals geplanten 380-kV-Leitung Maade-Conneforde wird das Entstehen von Stickoxiden und Ozon als sehr gering eingestuft. Eine Zusatzbelastung durch entstehende Luftschadstoffe sei ausgeschlossen (vgl. ERM 2008, S. 6.1-4). Auch laut TRANSPOWER (2010, S. 70) ist bei 380-kV-Freileitungen in einem Abstand von 4 m zum Leiterseil kein eindeutiger Nachweis von zusätzlich entstandenen Luftschadstoffen mehr möglich. Entsprechend bezeichnet IBU (2007, S. 255) die Auswirkungen von Ozon- und Stickoxidbildungen auf die menschliche Gesundheit als unerheblich.



### 3.1.3 Beeinträchtigungen durch Unfälle

Unfälle durch Stromschlag, die meist mit schweren Verbrennungen oder Tod einhergehen, stellen an Freileitungen die häufigste Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit dar. Die Gefahr eines Stromschlages ist bei Wartungsarbeiten und insbesondere auch beim Unterqueren der Leitungen mit hohen landwirtschaftlichen Maschinen oder bei der Nutzung von Heißluftballons, Gleitschirmen oder Flugdrachen gegeben. Auch Zugang durch Unbefugte (z.B. Erklettern der Maste durch Kinder) und das Arbeiten in der Nähe einer Freileitung (Sturzgefahr, ungewollte Kontaktierung durch Arbeitsgeräte u. ä.) führt von Zeit zu Zeit zu schwerwiegenden Unfällen (BRAKELMANN 2004, S. 42).

GEO et al. (vgl. 2009, S. 139) zufolge sind als weitere mögliche Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit Abstürze bei Wartungsarbeiten zu bedenken. Ferner kann es im Bereich der Umspannwerke sowohl bei Kabeln wie bei Freileitungen im Falle von Explosionen zu einer Freisetzung von Luftschadstoffen kommen (vgl. OBERFELD 2006, S. 89).

### 3.1.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen

Belastungen durch elektrische oder magnetische Felder lassen sich grundsätzlich durch eine Vergrößerung von Wirkabständen minimieren, sei es durch die Erhöhung des Bodenabstands (vgl. Berichtsteil Technik, Teil III, Abschn. 3.4) oder sei es durch die Vergrößerung des seitlichen Abstands. Auch die im Energieleitungsausbaugesetz verankerten Vorsorgeabstände von 400 m (innerörtlich) bzw. 200 m (außerörtlich) zu Wohngebäuden sind ein Beispiel dafür.

Eine nachhaltige Reduzierung der Feldstärken von 380-kV-Freileitungen wird aktuell von TENNET in den westlichen Niederlanden (Bleiswijk) auf einer ca. 20 km langen Strecke entlang der A12 erprobt. Im Rahmen des Projekts "Wintrack" werden neue, schlankere Mastformen entwickelt, um magnetische Felder auf dem Wege einer dichteren Leitungsführung und Optimierung der Phasenbelegung nachhaltig zu reduzieren (TENNET 2009; vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.2.2). Indem die Leiterseile in einer schmalen Zone nebeneinander aufgehängt werden, wird Tennet zufolge die Magnetfeldzone um mehr als 60 % verringert ([www.tennet.org](http://www.tennet.org)). Betriebsergebnisse sind z.Z. jedoch noch nicht bekannt.

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten der Verminderung von Koronaentladungen. Sie beruhen entweder auf einer Verringerung der elektrischen Feldstärke auf der Oberfläche der Leiterseile (Vergrößerung der Leiterradien, Einsatz von Bündelleitern) oder auf einer Beschichtung der Leiterseile, die eine schnellere Trocknung nach Niederschlagsereignissen ermöglicht (GEO et al. 2009; vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.2.2).

## 3.2 Auswirkungen von Freileitungen auf Tiere und Pflanzen

### 3.2.1 Gefährdungsfaktoren europäisch geschützter Arten durch Freileitung

Die wildlebenden Arten nach Anhang IV der FFH-Richtlinie sowie die europäischen Vogelarten unterliegen dem Regime des speziellen Artenschutzes nach § 44 und 45 BNatSchG. Die Anforderungen sind in Abschn. 2.2.1 beschrieben. Ebenso wie von Erdkabeltrassen gehen auch von Freileitungen nachteilige Auswirkungen auf europäisch geschützte Arten aus. In der folgenden Übersicht sind die europäisch geschützten Artengruppen wiedergegeben, die durch Bau und Betrieb von Freileitungstrassen gefährdet sind. Dabei ist ersichtlich, dass es bei Freileitungen anders als bei Erdkabeln neben Bauwirkungen vor allem die Betriebswirkungen sind, die als Beeinträchtigung bestimmter Artengruppen ins Gewicht fallen.

**Tabelle 12:** Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Freileitung (eigene Darstellung)

Vorhaben	Wirkbereiche	Farne	Samenpflanzen	Weichtiere	Libellen	Käfer	Schmetterlinge	Rundmäuler und Fische	Lurche	Kriechtiere	Fledermäuse	Gesch. Säugtiere	Rast- und Brutvögel
Bauphase	1 Tötung			x	-	x	-	-	-	-	x	-	-
	2 Störung			-	-	-	-	-	x	x	x	x	x
	3 Fortpflanz.			-	-	-	-	-	-	-	x	x	x
	4 Zerstörung	x	x										
Anlage/ Betrieb	1 Tötung										-		x
	2 Störung										x	-	x
	3 Fortpflanz.										x	-	x
	4 Zerstörung	x	x										

**Legende:** leer = kein Risiko; - = Risiko; x = erhöhtes Risiko

Während der Bauphase kommt es insbesondere bei der Freimachung von Trassen und der Errichtung der Fundamente für Freileitungsmasten in der Regel zur Beseitigung von Bäumen und Sträuchern sowie zu Veränderungen der Bodenhorizonte (Versiegelung, Verdichtung). Dabei können Habitate von Tieren oder Exemplare und Standorte von Pflanzen beschädigt oder zerstört werden.

Während der Betriebsphase sind es unter den europäischen Tierartengruppen vor allem die europäischen Vogelarten, die durch die Anlage von Freileitungen gefährdet sind. Es besteht insbesondere die Gefahr, dass Individuen durch Vogelschlag getötet werden. Aber auch die Entwertung von Brut-, Rast- und Nahrungs-

habitaten ist anzuführen, soweit diese durch eine Trasse zerschnitten oder aufgrund der Masten von Arten gemieden werden.

Im Abschn. 2.2 wurden bereits Gefährdungsfaktoren der Bauphase für europäische Tierarten aufgezählt, die grundsätzlich auch für den Freileitungsbau zutreffen. Aufgrund des geringeren Tiefbauanteils werden Tiere während der Bauphase von Freileitungen im Offenland in geringerem Maße als bei Erdkabeln betroffen, in Waldgebieten aufgrund der i. Allg. breiteren Schneisen jedoch in höherem Maße. Um Doppelungen zu vermeiden, werden im Folgenden für die meisten Artengruppen nur ergänzende Hinweise zu den artenschutzrechtlichen Verbotstatbeständen gegeben. Lediglich für europäische Vogelarten, die in besonderer Weise durch die Anlage von Freileitungen gefährdet sind, werden ausführliche Erläuterungen gegeben.

### **3.2.1.1 Tötung- und Verletzung**

Im Hinblick auf den Bau und Betrieb von Freileitungen ist nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG grundsätzlich zu gewährleisten, dass keine wildlebenden Tiere der besonders geschützten Arten verletzt, getötet oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur beschädigt oder zerstört werden. Insbesondere bei den Mastbauarbeiten ist darauf zu achten, dass schutzwürdige Tiere und insbesondere auch wenig mobile Weichtiere durch bspw. Absammlung und Umsiedlung geschont werden.

Bei Fledermäusen kann eine Kollision mit den Leitungsseilen ausgeschlossen werden, weil die einzelnen Arten die Hindernisse durch die Ultraschallorientierung identifizieren und so meiden können. Im Gegensatz zu Windenergieanlagen (WEA) führen die Stromseile von Freileitungen keine Drehbewegungen aus, so dass sich das Kollisionsrisiko von WEA nicht auf Freileitungen übertragen lässt (OVG Münster, Urteil vom 19.3.2008).

### **3.2.1.2 Störung**

Eine Störung von wild lebenden Tieren der streng geschützten Arten und der europäischen Vogelarten in den Fortpflanzungs-, Aufzucht-, Mauser-, Überwintungs- und Wanderzeiten gem. § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG kann grundsätzlich durch Beunruhigungen und Scheuchwirkungen z.B. infolge von Bewegung, Lärm oder Licht eintreten. Unter das Verbot fallen auch Störungen, die durch Zerschneidungs- oder optische Wirkungen hervorgerufen werden, z. B. durch Schneisen oder die Silhouettenwirkung von Masten. Bei Freileitungen können sowohl Bauphase wie Betriebsphase (u.a. Schallemissionen durch Koronaentladungen) mit Störungen verbunden sein. Insbesondere für bestimmte Vogelarten können Freileitungen zu Zerschneidungs- und Barrierewirkungen führen (vgl. Abschn. 3.2.3.3).

### **3.2.1.3 Beeinträchtigung von Fortpflanzungs- und Ruhestätten**

Bei Bau und Betrieb von Freileitungstrassen dürfen nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG keine Fortpflanzungs- oder Ruhestätten der wild lebenden Tiere der besonders geschützten Arten aus der Natur entnommen, beschädigt oder zerstört werden. Während die Fortpflanzungs- und Ruhestätte bei einer Zerstörung unmittelbar ihre Funktion verliert, liegt eine Beschädigung vor, wenn eine Verminderung des Fortpflanzungserfolges oder der Ruhemöglichkeiten des betroffenen Individuums oder der betroffenen Individuengruppe wahrscheinlich ist. Falls die Beeinträchtigung sukzessive zu einem Verlust der ökologischen Funktion führt, tritt jedoch der Verbotstatbestand ein. An den Maststandorten sind vor allem Fortpflanzungs- und Ruhestätten von Tieren mit einem kleinen Aktionsradius, z.B. Reptilien, betroffen. So weist die Zauneidechse (*Lacerta agilis*) einen dauerhaften Aktionsraum von 5 bis 99 m<sup>2</sup> auf, der durch einen Masten durchaus zerstört werden kann.

### **3.2.2 Zerstörung von Pflanzenbeständen**

Bei Bau und Betrieb von Freileitungen ist es gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG verboten, wild lebende Pflanzen der besonders geschützten Arten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, sie oder ihre Standorte zu beschädigen oder zu zerstören. Bei den Bauarbeiten ist daher darauf zu achten, dass keine Individuen oder Standorte von wild lebenden Pflanzen der streng oder besonders geschützten Arten beschädigt oder zerstört werden. Dazu gehören bspw. der Frauenschuh (*Cypripedium calceolus*) oder das Schneeglöckchen (*Galanthus nivalis*). Höher wachsende Pflanzen wie Büsche oder Bäume sind i. Allg. nicht streng oder besonders geschützt.

Vor Beginn der Bauarbeiten wird üblicher Weise die gesamte Trassenlänge auf der vollen Schutzstreifenbreite von hohem Bewuchs (Bäumen) befreit. Deren Durchmesser beträgt bei 380-kV-Freileitungen mit Donaumasten etwa 70 m (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3). Mit anderen Masten und kürzeren Spannfeldlängen kann sich die Breite auf 40 m - 60 m reduzieren (vgl. Transpower 2010). Abgesehen von den Maststandorten kann niedriger Bewuchs (Gebüsche) auf der überspannten Fläche erhalten bleiben. Das Konfliktpotenzial von Pflanzen im Mastbereich unterscheidet sich nicht grundsätzlich von den Eingriffen durch Tiefbau bei Erdkabeln.

### **3.2.3 Gefährdung der Avifauna**

Alle europäischen Vogelarten (Avifauna) gehören zu den Arten, die nach §§ 44, 45 BNatSchG unter das Schutzregime des speziellen Artenschutzes fallen. Aus diesem Grund müssen Beeinträchtigungen der Avifauna und ihrer Lebensräume bei Bau

und Betrieb von Freileitungen vermieden werden. Mit Ausnahme denkbarer Folgen durch Lärm und Scheuchwirkung während der Errichtung sind die maßgeblichen Auswirkungen von Freileitungen auf Vögel der Betriebsphase zuzuordnen.

Die Auswirkungen von Freileitungskonstruktionen auf die Avifauna sind bislang vor allem im Zusammengang mit Freileitungen der 20 – 220 kV-Klasse untersucht und beschrieben worden (BALLASUS & SOSSINKA 1997; BERNSHAUSEN et al. 1997; GFN 2009, HAAS & NIPKOW 2008; HAAS et al. 2003; HÖLZINGER 1987; HÜPPOP 2004; RICHARZ 2001; SOSSINKA 2000). Für den o.g. Spannungsbereich weisen die Autoren vor allem auf folgende Gefährdungsfaktoren für Vögel hin:

- Stromschlag (Elektrokution): Mortalität durch Stromschlag infolge von Kurzschluss oder Erdschluss,
- Vogelschlag: Mortalität durch Leitungs- oder Mastenanflug,
- Entwertung und Gefährdung von Habitaten: Zerschneidung von Brut-, Rast- und Nahrungshabitaten sowie Wanderkorridoren, Vergrämung von Vögeln.

Eine untergeordnete Rolle kommt elektrischen oder magnetischen Feldern in der ornithologischen Diskussion zu. Die Wirkung der von Freileitungen ausgehenden Felder auf Vögel wird u.a. von ALTEMÜLLER & REICH (1997), HAMANN et al. (1998) und SILNY (1997) beschrieben. Dabei wird auch eine mögliche Beeinflussung der Erdmagnetfeld-Orientierung von Zugvögeln betrachtet: Das von Vögeln wahrgenommene Erdmagnetfeld ist ein Gleichfeld mit einer magnetischen Flussdichte von 30 bis 65  $\mu$ Tesla (in Europa). Der als Höchstwert der magnetischen Flussdichte in 1 m über Boden an einer 380-kV-Freileitung ermittelte Wert (ALTEMÜLLER & REICH 1997), liegt mit 13  $\mu$ Tesla deutlich unter der natürlichen magnetischen Flussdichte.

Verhaltensexperimente haben zwar gezeigt, dass ziehende Rotkehlchen durch schwache Magnetfelder ( $< 1/50$  der Stärke des Erdmagnetfeldes) in der Radiofrequenz (1 – 50 MHz) desorientiert werden. Es gibt jedoch keine Hinweise darauf, dass ziehende Vögel, die sich am Erdmagnetfeld orientieren, durch niederfrequente Wechselfelder, wie sie bei Hochspannungsleitungen auftreten, in ihrer Zugorientierung beeinflusst werden (MOURITSEN & RITZ 2005). Die Felder würden, falls überhaupt, auch nur beim Überfliegen der Leitungen wirksam sein. Nach heutigem Wissensstand kann die Wirkung der von Freileitungen ausgehenden elektrischen und magnetischen Felder auf Vögel folglich als vernachlässigbar eingestuft werden.

Leiterseile von Freileitungen erreichen im Normalbetrieb bei Dauerlast eine Temperatur von 70° bis 80° C. Durch die Verwendung von Hochtemperatur-Leitersei-

len (so genannte Heißeiterseile) kann die Übertragungskapazität von Freileitungen weiter gesteigert werden, mit einer Temperatursteigerung bis zu 150 °C. Schädigungen bei auf den Seilen rastenden Tieren können die Folge sein (GEO et al., S. 139; HEYNEN 2008). Da Vögel auf Höchstspannungsleitungen das Erdseil als Sitz bevorzugen, ist die Frage der Hochtemperaturseile in diesem Spannungsbereich für die Avifauna voraussichtlich nur von randlichem Interesse. Allerdings besteht noch Ungewissheit darüber, ob nicht doch Verbrennungen durch Kurzkontakte bei vermehrtem Einsatz der Heißeiterseile im Höchstspannungsbereich zunehmen.

### **3.2.3.1 Vogelschlag**

Vor dem Hintergrund, dass wild lebende Tiere der besonders geschützten Arten gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG nicht verletzt oder getötet werden dürfen, ist relevant, dass alle flugfähigen Vögel unabhängig von ihrer Größe durch Leitungs- oder Mastenanflug potenziell kollisionsgefährdet sind (HAAS et al. 2003, Schumacher 2002). Kollisionen gelten von allen Gefährdungen durch Hochspannungsfreileitungen für Vögel als die bei weitem größte Bedrohung (HAAS et al. 2003 S.16).

Unabhängig vom Masttyp, den Masthöhen und den Teilleiterabständen können sich Kollisionen generell bei jeder Art von Freileitung ereignen, da Vögel insbesondere die Entfernungen zu den unnatürlichen horizontalen Strukturen schlecht abschätzen können (RICHARZ 2001). Die meisten Kollisionen erfolgen an den zuoberst angeordneten, einzeln hängenden und besonders dünnen Erd- oder Blitzschutzseilen (HAAS et al. 2003; HOERSCHELMANN et al. 1988). Die Masten von Freileitungen sind tagsüber - unter normalen Sichtbedingungen - für die Vögel gut erkennbar und bergen allenfalls eine geringe Kollisionsgefahr (KAHLERT et al. 2005). Kollisionen ereignen sich am häufigsten, wenn Vögel bei dem Versuch, die relativ gut erkennbaren Leitungsbündel zu überfliegen, nach oben ausweichen und aufgrund der hohen Fluggeschwindigkeit mit dem schlecht sichtbaren Erdseil zusammenstoßen (BEVANGER & BRØSETH 2004; HAAS et al. 2003; RICHARZ 2001; SOSSINKA 2000). Nachts oder bei schlechter Sicht, bspw. Nebel, besteht sowohl an Leitungs- bzw. Erdseilen als auch an Masten prinzipiell ein höheres Kollisionsrisiko (BERNSHAUSEN et al. 1997; HÖLZINGER 1987; KAHLERT et al. 2005).

Das Zustandekommen von Kollisionen an Leiterseilen wird somit beeinflusst durch die optische Wahrnehmung der Konstruktionen durch die Vögel, die Lage der Erdseile, die Hindernisbeherrschung der Vögel im Luftraum und ein artspezifisches bzw. saisonales Verhalten der Vögel (nach HOERSCHELMANN et al. 1988). Aus diesen Faktoren resultiert die Flug- bzw. Nahreaktion der Vögel beim Anflug auf die Konstruktionen. Zum Reaktionsverhalten von fliegenden Vögeln an 380-kV-



Freileitungen wurden von BERNSHAUSEN et al. (1997) und SELLIN (2000) die im Folgenden zusammengefassten Studien durchgeführt.

BERNSHAUSEN et al. (1997) untersuchten einen 1,5 km langen Abschnitt einer 380-kV-Freileitungstrasse in Erftstadt, Nordrhein-Westfalen, im Zeitabschnitt zwischen Morgen- und Abenddämmerung. Der Trassenabschnitt befand sich zwischen einer ackerbaulich genutzten, offenen Agrarlandschaft und einem Wäldchen bzw. einem naturfernen Stillgewässer. Die häufigste Reaktion, die fliegende Vögel bei Erreichen der Leitung zeigten, war in etwa 57 % der Fälle das Überfliegen des Erdseils. Zu dieser inhomogenen Vogelgruppe gehörten vor allem Graureiher, Enten, Stare, Greifvögel, Limikolen, Lerchen und Drosseln. Für eine deutlich geringere Individuenzahl wurde das Unterfliegen der stromführenden Leitungen (17 %) registriert. Bei diesen Vögeln handelte es sich ausschließlich um Singvogelarten (Goldammer, Amsel, Rauch- und Mehlschwalbe), die relativ klein und wenig sind. Das Überfliegen der Leiterseile unterhalb des Erdseils wurde in 13 % der Fälle festgestellt, das betreffende Artenspektrum setzte sich aus kleinen bis mittelgroßen, wendigen Arten zusammen (Pieper, Sperlinge, Finken, Kiebitze). Nur in 6 % der Fälle durchquerten Vögel die Leiterseile. Es handelte sich um kleinere Singvogelarten, im Wesentlichen um Finken. Weitere 6 % der Vögel reagierten mit frühzeitigem Abdrehen und anschließendem Parallelflug. Dieses Verhalten zeigten verstärkt Tauben, Feldlerchen, Wiesenpieper und Stockenten. Dabei stellten BERNSHAUSEN et al. (1997) fest, dass über 70 % der Flugreaktionen sogenannte Nahreaktionen in einem Abstand von unter 30 m zur Trasse waren. Unter diesen wurde für 55 % die Änderung der Flughöhe festgestellt, für weitere 11 % eine „kritische Nahreaktion“ durch Ändern des Verhaltens „im letzten Augenblick“ (BERNSHAUSEN et al. 1997). Von diesen kritischen Nahreaktionen waren besonders Tauben, Pieper, Finken, Feldlerchen und Schafstelzen betroffen. Zu den meisten kritischen Nahreaktionen kam es am dünnen, für die Vögel erst spät erkennbaren Erdseil. In den Dämmerungsstunden zeigten Graureiher einen hohen Anteil an kritischen Reaktionen, was die Problematik der schlechten Erkennbarkeit der Drähte verdeutlicht. Totfunde wurden bei den Untersuchungen am Standort Erftstadt nicht gemacht.

SELLIN (2000) führte Untersuchungen an einer 380-kV-Freileitung nahe des Kernkraftwerkes (KKW) Lubmin am EU-Vogelschutzgebiet Greifswalder Bodden und südlicher Strelasund im Zeitabschnitt zwischen Morgen- und Abenddämmerung durch. Die untersuchte Fläche befand sich in Küstennähe und war überwiegend von intensiv beweidetem Grasland bedeckt. Ein Teil der Trasse führte über den Kühlwasserkanal des KKW. Etwa 49 % der erfassten Vögel querte die Trasse in einem Bereich von maximal 50 m oberhalb der Erdseile. Dabei handelte es sich überwiegend um Stare und Möwen. Bei den Möwen, die die Trasse auf ihrem Brut- und winterlichen Schlafplatzflug täglich querten, war aufgrund ihres zielstrebigem



und knappen Überfliegens des Erdseils im Bereich des stärksten Durchhangs ein Gewöhnungseffekt festzustellen, der vermutlich während der Brutzeit entstanden ist (SELLIN 2010). 17 % unterflogen die Leiterseile, bei denen es sich überwiegend (73 %) um Kleinvögel handelte. 11 % der registrierten Vögel schwamm unterhalb der Freileitung im Einlaufkanal. Im kritischen Bereich zwischen Leiterseil und Erdseilen wurden 7 % aller Individuen erfasst. Beim Durchqueren dieses Raumes beobachtete SELLIN (2000 S. 62) „zum Teil panikartige Flugmanöver im Form von schreckhaftem Ausweichen nach oben oder unten“. In vier Fällen kam es zu direkter Berührung der Leiterseile, was in einem Fall für den Vogel sofort tödlich endete (Gänsesäger).

Hinsichtlich des von Kollisionen betroffenen Artenspektrums sind Hoch- und Höchstspannungsleitungen trotz unterschiedlicher konstruktiver Merkmale unter weitgehend gleichen Gesichtspunkten zu betrachten. Von Kollisionen an diesen Freileitungstypen betroffen sind nach BERNSHAUSEN et al. (1997), HAAS et al. (2003) und JANSS & FERRER (1997) vor allem Vögel mit einer geringen bzw. trägen Wendigkeit, kritischer Nahreaktion (s.o.) bzw. einem eingeschränktem Sehfeld (eingeschränktem binokularen Sehvermögen durch seitliche Anordnung der Augen). Während das letztgenannte Merkmal auf die meisten Vogelarten – mit Ausnahme von Greifvögeln und Eulen – zutrifft, zählen zu den Arten mit geringer Wendigkeit und kritischer Nahreaktion vor allem größere Vögel wie Trappen, Hühnervögel, Reiher, Störche, Kraniche, Rohr- und Zwergdommeln, Gänse, Kormorane, See- und Lappentaucher, Säger, Enten und Schwäne .

Vor dem Hintergrund einer möglichen Adaption der Vögel an die Gefahrenquelle und daraus möglicherweise resultierenden Meidung der kollisionskritischen Trassenbereiche ist die Raumnutzung bzw. Aufenthaltsdauer bzw. der Vögel in einem Gebiete eine wesentliche Einflussgröße (BEVANGER & BRØSETH 2004). Dabei wird im Folgenden zwischen Brut-, Rast- und Zugvögeln unterschieden.

### **Vogelschlag bei Brutvögeln**

Brutvögel können sich prinzipiell über die verhältnismäßig lange Dauer ihrer Anwesenheit an einem Ort an bestehende Strukturen und bauliche Veränderungen in ihrem Lebensraum gewöhnen und sich ihrer Umgebung anpassen (BERNSHAUSEN et al. 1997). Für bestimmte Arten gilt, dass brütende Individuen deshalb seltener Opfer von Freileitungen werden als gebietsfremde rastende oder ziehende Individuen (HAAS et al. 2003). Für Flächen, in denen sich überwiegend eingesessene Brutvögel und langfristig anwesende Nahrungsgäste aufhalten, setzt HOERSCHELMANN (1997 S. 168) die Zahl der Anflugopfer bei Freileitungen „zumindest um das Zehnfache geringer“ an als in rastvogelreichen Niederungen, deren Bestände über kürzere Dauer in einem Gebiet verweilen. Möglicherweise erhöht

die hohe Frequenz des Leitungsüberfliegens (mehrmals täglich) in einem mehrmonatigen Zeitraum bei anderen Brutvogelarten jedoch das Kollisionsrisiko.

FANGRATH (2003) stellte in verhaltensbiologischen Untersuchungen von Leitungsanflügen in einem Brutgebiet des Weißstorchs fest, dass Altvögel bei 12 % und Jungvögel bei 18 % der Querungen einer Hochspannungsleitungen (Typ Tanne) einer Gefahr ausgesetzt waren. Bei den Weißstörchen führten unter anderem die träge Wendigkeit und der Gaukelflug mit hängenden Beinen zu Kollisionen. Zu berücksichtigen ist für alle Arten, dass die noch unerfahrenen Jungvögel in den Brutlebensräumen generell kollisionsgefährdeter sind als Altvögel.

Bestimmte Arten können auch bei der Flugbalz mit den Leitungen kollidieren (bspw. Kolkrabe, Schwarzmilan, Seeadler, Großer Brachvogel, Kiebitz, Waldschnepfe, Bekassine), was insbesondere solche Arten betrifft, die auch in der Dämmerung oder nachts balzen (wie die 3 letztgenannten) (ALTEMÜLLER & REICH 1997; RICHARZ 2001). Bei den in Deutschland stark rückläufigen Wiesenbrütern lässt sich dieser anzunehmende Effekt aufgrund der vergleichsweise geringen Siedlungsdichten „jedoch kaum nachweisen“ (ALTEMÜLLER & REICH 1997 S. 125) und muss vor diesem Hintergrund in der Literatur als unterrepräsentiert angesehen werden. Hinweise auf eine erhöhte Kollisionsgefährdung von Kiebitz, Uferschnepfe und Bekassine während der Brutzeit finden sich jedoch in HEIJNIS (1976) und HOERSCHELMANN et al. (1988). ALTEMÜLLER & REICH (1997 S. 124) führen den Widerspruch zwischen dem konstatierten Meideverhalten dieser Arten gegenüber Freileitungen im Brutgebiet (vgl. Kap. 3.2.3.3) und der erhöhten Kollisionsgefahr während der Brutzeit darauf zurück, dass es möglicherweise erst durch hohe Mortalitätsraten an Freileitungen zu einer „Entvölkerung“ – und damit Meidung - des unmittelbaren Trassenbereichs kommt.

Eine erhöhte Gefährdung besteht möglicherweise auch für Brutvogelarten mit großflächigen offenen Nahrungshabitaten bzw. Arten, die zwischen Brut- und Nahrungshabitat weitere Strecken zurücklegen und dabei in größeren Höhen fliegen. Zu dieser als Großvögel bezeichneten Gruppe zählen Weiß- und Schwarzstorch, Löffler, Graureiher, Kormoran, Gänse, Mittel- und Gänsesäger, Möwen, Seeschwalben, Greifvögel und Eulen. Andererseits gibt es Hinweise darauf, dass Greifvögel durch ihr gut ausgeprägtes räumliches Sehvermögen einer relativ geringen Gefährdung durch Drahtanflug unterliegen (BERNSHAUSEN et al. 1997; LANGGEMACH 1997). Bei Wander- und Baumfalken sowie Fischadlern, die in einigen Bundesländern erfolgreich auf Freileitungen brüten (LÄNDERARBEITSGEMEINSCHAFT NATURSCHUTZ LANA 2010; MEYBURG et al. 1995) (vgl. Abschn. 3.2.3.3), kann eine verminderte Kollisionsgefährdung durch Freileitungen im Brutgebiet angenommen werden. Allerdings trifft dies möglicherweise nur auf die konkret auf Leitungen brütenden Individuen zu, die während der Reviersuche bereits be-

stehende Konstruktionen besiedelten, während andere Individuen dieser drei Arten – ohne entsprechende Adaption an die Konstruktionen – vermutlich einer höheren Kollisionsgefahr unterliegen.

Prädestiniert für Leitungsanflug durch Schwarzstörche sind Freileitungsbereiche in Waldschneisen, wo sich die Leiterseile für den fliegenden Vogel optisch nicht genug von dem dunklen Hintergrund (Wald) abheben (RYS LAVY & PUTZE 2000).

Eine bestandsgefährdende Wirkung durch Kollisionen an Hoch- und Höchstspanungsfreileitungen ist generell für solche Brutvogelarten zu befürchten, deren Vorkommen selten bzw. deren Brutbestandssituation ohnehin kritisch ist. Nach HÖTKER (2004), LITZBARKSI & LITZBARKSI (1996), RYS LAVY & PUTZE (2000) bzw. ALTEMÜLLER & REICH (1997) trifft dies in Deutschland insbesondere auf Schwarzstorch, Großtrappe und Wiesenweihe zu. Weitere durch Kollisionen an Freileitungen besonders betroffene und als besonders schützenswert geltende Brutvogelarten des Anhang I der Vogelschutzrichtlinie (79/409/EWG) sind Weißstorch, See-, Fisch- und Schreiadler, Korn- und Rohrweihe, Wespenbussard, Rotmilan, Uhu und Kranich (ALTENKAMP et al. 2001; HÖTKER 2004; Langgemach 1997; MLUR 2006; NLWKN 2009). Angesichts der gravierenden Bestandseinbrüche der Wiesenbrüter kann Leitungsanflug gerade bei lokalen Restpopulationen dieser Arten ebenfalls eine hohe Gefährdung bedeuten (ALTEMÜLLER & REICH 1997). Zu diesem Artenspektrum gehören Kiebitz, Großer Brachvogel, Rotschenkel, Bekassine, Wachtelkönig, Kampfläufer (BOSCHERT 2004) und im weiteren Sinne auch das Tüpfelsumpfhuhn (NLWKN 2009).

### **Vogelschlag bei Rastvögeln**

Rastvögel unterliegen aufgrund fehlender Ortskenntnisse gegenüber Brut- bzw. Standvögeln einer erhöhten Kollisionsgefahr (BERNSHAUSEN et al. 1997; HOERSCHELMANN 1997). Wenn Freileitungstrassen Schlafgebiete und Nahrungsflächen von Rastvögeln voneinander trennen - das ist z.B. oft bei Kranichen, nordischen Gänsen oder Schwänen der Fall - müssen die Leitungen mindestens zweimal täglich von den Rastvögeln überquert werden (MUGV 2003).

Insbesondere an größeren Rastplätzen legen Kraniche aufgrund des entstehenden Nahrungsbedarfs und Fraßdrucks im unmittelbaren Umfeld des Schlafgewässers täglich Entfernungen bis zu 20 km zu ihren Nahrungsflächen zurück. Dadurch kommt es regelmäßig zu Flugbewegungen in vollständiger Dunkelheit, die darüber hinaus an starken Zugtagen bis weit in die Nacht anhalten können. Hieraus ergibt sich ein hohes Kollisionsrisiko (vgl. MUGV 2003). Zudem kann es auch bei guten Sichtbedingungen zum Leitungsanflug kommen, wenn Vögel durch Störungen fluchtartig losfliegen und unkontrolliert in die Leitungsseile geraten (KAHLERT et al. 2005).

Einen Gewöhnungseffekt stellte SELLIN (2000) bei Silbermöwen fest, die einen außerhalb der Brutzeit regelmäßig genutzten Schlafplatz täglich zielsicher und in knapper Höhe über eine 380-kV-Freileitung hinweg ansteuerten. Bei diesen Möwen, von denen ein Teil auch im Gebiet brütete, kam es aber vermutlich bereits während der Brutzeit zu einem Gewöhnungseffekt an die Freileitung (SELLIN 2010).

### **Vogelschlag bei Zugvögeln**

Bei Zugvögeln kommt es im Gegensatz zu Brut- und in einem gewissen Maße auch Rastvögeln aufgrund der höchstens kurzzeitigen Verweildauer in einem Gebiet, nicht zu einem Gewöhnungseffekt an Freileitungen. Vor diesem Hintergrund gelten sie generell als besonders von Kollisionen betroffen (BERNSHAUSEN et al. 1997; HAAS et al. 2003; HÖLZINGER 1987).

Einige Arten fliegen je nach Topographie, Wetterverhältnissen (v.a. Windstärke und Windrichtung) und artspezifischer Charakteristik tagsüber in den kritischen Höhenbereichen von 20 – 65 m, in denen sich die Seile befinden. In der Nacht sind die Flughöhen von Zugvögeln bei guter Witterung meist höher, jedoch bei schlechter Witterung wieder im kritischen Bereich der Leiterseile (Gatter 2000).

Die Häufigkeit der Drahtanflüge fällt nachts und in der Dämmerung im Verhältnis zu tagsüber größer aus und spiegelt sich in einer Häufigkeitsverteilung von etwa 85:15% wieder (HAAS et al. 2003; HÖLZINGER 1987). Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Mehrzahl der Vögel nachts zieht und die Leitungen in der Nacht für die Vögel schlecht zu erkennen sind. Bestimmte Wetterlagen, z.B. Niederschläge und starker Wind, erhöhen die Unfallhäufigkeit (HÖLZINGER 1987; KAHLERT et al. 2005). Für Langstreckenzieher, die auf ihrem Zugweg zahlreiche Trassen queren müssen, besteht darüber hinaus ein erhöhtes Kollisionsrisiko (HAAS et al. 2003).

Die Häufigkeit des Vogelschlags oder des Stromschlags hängt zudem von der Lage der Freileitung ab. Besonders hohe Verlustzahlen sind in Durchzugs- und Rastgebieten mit großen Vogelzahlen zu verzeichnen. Neben den unmittelbaren Küstenstreifen und küstennahen Niederungen sind für das Binnenland in dieser Hinsicht große Gewässer und Feuchtgebiete als bedeutsame Rast- und Brutplätze sowie Talzüge als „vogelkritische“ Zonen zu nennen (HOERSCHELMANN 1997; RICHARZ 2001). HEIJNIS (1980) gibt für eine 380-kV-Höchstspannungsleitung, die durch zwei bedeutende Rastgebiete in Holland führt, 700 verunglückte Vögel pro Jahr und Kilometer an. Die meisten Schlagopfer wurden in den Zugmonaten April bis Mai (Heimzug) sowie August und September (Wegzug) gefunden. SCOTT et al. (1972) untersuchten über sechs Jahre (188 Suchgänge) zwei parallele 380-kV-Höchstspannungsleitungen von etwa 1,5 km Länge an der Küste von Kent in einem für

die Dichte des Singvogelzuges bekannten Gebiet. Insgesamt wird für den Untersuchungszeitraum von mehr als 6.000 Opfern ausgegangen, was etwa 600 verunglückten Vögeln pro Leitungskilometer und Jahr entspricht. Die von HOERSCHELMANN et al. (1988) untersuchte 380-kV-Leitung über die Marschen der Untere Elbe in der Nähe des NSG Haseldorfer Binnenelbe ist, sowohl was die Geländestruktur als auch was die Vogelhäufigkeit anbelangt, mit den Untersuchungen von SCOTT und HEIJNIS zu vergleichen (HOERSCHELMANN 1997 S. 166). In zwei Frühjahrs- und zwei Herbstzugperioden wurden auf einer Strecke von etwa 4,5 Kilometer insgesamt 867 tote Vögel bzw. deren Reste gefunden. Nach Ermittlung einer Abtragsrate und eines Korrekturfaktors ergab sich eine jährliche Unfallrate von ca. 400 Vögeln pro Leitungskilometer.

SELLIN (2000) untersuchte den Vogelschlag an einem 930 m langen Abschnitt einer 380-kV-Leitung am EU-Vogelschutzgebiet Greifswalder Bodden und südlicher Strelasund. Im zwölfmonatigen Untersuchungszeitraum wurden 56 Totfunde und Rupfungen gemacht, die sich „erwartungsgemäß“ (SELLIN 2000 S. 63) überwiegend aus Feuchtgebietsvögeln (81 %) zusammensetzten. Der größte Anteil der verunglückten Vögel entfiel auf Höckerschwäne, gefolgt von Gänsesäger, Stock- und Krickenten. „Nach vorsichtiger Schätzung“ (SELLIN 2000 S. 65) wird der tatsächliche Verlust von Vögeln für den untersuchten Einjahreszeitraum unter Berücksichtigung des Abtrags durch Aasfresser auf 500 – 1.000 Anflugopfer beziffert.

Eine vergleichsweise niedrige Kollisionsrate ermittelte PIPER (1992), zitiert in HOERSCHELMANN (1997), an einer etwa zwei Kilometer langen 380-kV-Leitung zwischen Lüneburg und Krümmel. Die Leitung durchzieht ein trockenes von Hecken und Gehölzen durchsetztes Acker- und Grünlandgebiet. Größere Ansammlungen rastender oder nahrungssuchender Vögel konnten nicht festgestellt werden. Innerhalb von zwei Jahren wurden nur 16 Vögel bzw. deren Reste gefunden. Nach Berücksichtigung einer empirisch ermittelten Abtragsrate durch Aasfresser wird jährlich von etwa 20 toten Vögeln pro Leitungskilometer ausgegangen.

Im Unterschied zu den oben genannten Untersuchungen gibt es auch Studien, bei denen keine Totfunde gemacht wurden. Die von BERNSHAUSEN et al. (1997) an einem 1,5 km langen Abschnitt einer 380-kV-Freileitungstrasse in Erftstadt, Nordrhein-Westfalen durchgeführten Untersuchungen erbrachten keine Totfunde. Der Trassenabschnitt befand sich zwischen einer ackerbaulich genutzten, offenen Agrarlandschaft und einem Wäldchen bzw. einem naturfernen Stillgewässer.

Fasst man die Ergebnisse der zitierten Untersuchungen an Höchstspannungstrassen mit hohen Vogelverlusten zusammen, so lässt sich folgern, dass in feuchten, vorwiegend von Grünland beherrschten Niederungsgebieten mit starkem Vogelzug und hohen Rastbeständen jährlich zwischen 200 und 700 Vögel pro Leitungskilometer durch Leitungsanflug verunglücken. Von ähnlichen Verhältnissen ist



an anderen Konzentrationspunkten des Vogelzuges, z.B. an Gebirgspässen, Talzügen und Küsten auszugehen. Die stark variierenden Kollisionsraten verdeutlichen, dass in „gewöhnlichen“ Landschaften ohne besondere Bedeutung für den Vogelschutz keine erhöhte Gefährdung durch Höchstspannungsleitungen für Vögel bestehen. Zu einem ähnlichen Fazit kommen HAVELKA et al. (1997), die im Rahmen einer dreijährigen Studie das Drahtanflugrisiko für Vögel an Freileitungen in verschiedenen typischen Landschaftsräumen Deutschlands untersuchten. Im Ergebnis wurde für die Verlustrate durch Leitungsanflug in Leitungsabschnitten ohne typisches konzentriertes Zuggeschehen keine Relevanz für den Artenschutz festgestellt. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der zitierten Untersuchungen zusammen.

**Tabelle 13:** Kollisionsopfer an Höchstspannungsleitungen (380 – 400 kV)

Quelle	Untersuchungsgebiet	Gebietsmerkmale	Masttyp	Leitungstyp	Anflugopfer je km und Jahr
BERNSHAUSEN ET AL. (1997)	Erftstadt, Nordrhein-Westfalen	Ackerbaulich genutzte, offene Agrarlandschaft mit kleinem Wald und naturfernem Stillgewässer	Keine Angabe	380-kV	0
HEIJNIS (1980)	NSG Westerzijdeveld / de Reef (NL)	Sumpfige Feuchtwiesen mit sehr hohem Rastvogelbestand	Donaumasten	380-kV: 6 dreier-Bündelleiter und 2 Erdseile	700
HOERSCHELMANN ET AL. (1988)	Unterelbe Haseldorfer Marsch (westlich von Hamburg)	Marschland in unmittelbarer Flussnähe	Tonnen- und Donaumasten	380-kV, 6 doppelte Leiterseile, 2 Erdseile	mind. 400
PIPER ET AL. (1992)	Lüneburg - Krümmel (Niedersachsen)	Trockenes, von Hecken und Gehölzen durchsetztes Acker- und Grünlandgebiet	Keine Angabe	380-kV	max. 20
SCOTT ET AL. (1972)	Dungeness (Küste von Kent)	hohe Singvogelzugdichte	Tonnenmasten	2 x 380-kV-Leitungen nebeneinander	600
SELLIN (2000)	Küste bei Lubmin, Mecklenburg-Vorpommern	Intensiv beweidetes Grasland nahe Greifswalder Bodden	Keine Angabe	3 x 380 kV nebeneinander	500 – 1.000

### 3.2.3.2 Stromschlag

Stromschlag entsteht durch die Überbrückung von Spannungspotenzialen (RICHARZ 2001). Dies kann durch Erdschluss zwischen spannungsführenden Leitern und geerdeten Bauteilen oder als Kurzschluss zwischen Leiterseilen verschiedener Spannung geschehen. Hierbei überbrückt der Vogel mit seinem Körper, oder

in seltenen Fällen mittels Harnstrahl, Leitungen verschiedener Spannungen oder geerdete Bauteile (Erdseile, Masten und Isolatoren) und Leiterseile, wodurch ein Kurzschluss / Erdschluss ausgelöst wird (HÖLZINGER 1987; HÜPPOP 2004). Der Vogel erfährt dabei schwere bis tödliche Verletzungen. Zudem besteht die Möglichkeit, dass sich ein Lichtbogen zwischen Tier und Leiterseil bildet und ebenfalls zu tödlichen Verletzungen führt (HAAS & NIPKOW 2005).

Kurzschlüsse werden an Freileitungen verursacht, deren Leiterseile dicht beieinander liegen (Abstand weniger als 130 cm) oder nur sehr kurze oder aufrechtstehende Stützisolatoren aufweisen. Dies kann bei Tragmasten mit Stützisolatoren, gewissen Abspannmasten, Maststationen mit Transformator und Schaltermasten der Fall sein (FIEDLER & WISSNER 1989, BREUER 2007), die vorzugsweise bei älteren Mittelspannungsfreileitungen (bis 60 kV) verwendet wurden. Bei höheren Spannungen (110 bis 380 kV) ist der Abstand zwischen Leiterseilen und Mast bzw. zwischen den einzelnen Seilen größer und eine zum Stromtod führende Überbrückung kann vermieden werden (RICHARZ 2001). Die vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.2.2 aufgeführten konventionellen Höchstspannungsmasten zeigen einen Leiterabstand von mind. 6,60 m.

Freileitungsmasten gelten als vogelsicher, wenn der Abstand zwischen einem möglichen Sitzplatz der Vögel und den unter Spannung stehenden Teilen mehr als 60 cm beträgt (HAAS & NIPKOW 2008, S. 9).

### **3.2.3.3 Habitatbeeinträchtigung**

Die artenschutzrechtlich zu schützenden Fortpflanzungs- oder Ruhestätten (Schlaf-, Mauser- und Rastplätze) der europäischen Vogelarten sind beispielsweise Balzplätze, Paarungsgebiete, Neststandorte, Brutplätze oder -kolonien. Entscheidend für das Vorliegen einer Beeinträchtigung ist die Feststellung, dass eine Verminderung des Fortpflanzungserfolges oder der Ruhemöglichkeiten des betroffenen Individuums oder der betroffenen Individuengruppe wahrscheinlich ist. Dieser funktional abgeleitete Ansatz bedingt, dass sowohl unmittelbare Wirkungen der engeren Fortpflanzungs- und Ruhestätte als auch graduell wirksame und/oder „schleichende“ mittelbare Beeinträchtigungen zu werten sind.

Mit der Errichtung von Höchstspannungsfreileitungen treten baubedingte Wirkungen lokal und temporär im Baubereich auf und beziehen sich sowohl auf die eigentlichen Baumaßnahmen mit Baugeräten und Baufahrzeugen einschließlich der Lärm-, Licht- und sonstigen Emissionen, als auch auf den Bauzulieferverkehr mit LKW. Während der Bauphase ist durch menschliche Anwesenheit, Maschineneinsatz und Lärm in erster Linie von akustischen und visuellen Störungen auf Vögel, einer kleinräumigen Verschlechterung der Nahrungsbedingungen durch Flächenumwandlung (Zuwegung, Material- und Gerätelager) sowie möglicher-



weise der mechanischen Zerstörung von Brutstandorten auszugehen. Betroffen davon sind Brut- und Rastvögel sowie Nahrungsgäste.

Je nach Intensität der Störung und artspezifischer Störempfindlichkeit kann nicht ausgeschlossen werden, dass es während der Bauphase zu einmaliger Scheuchwirkung, höheren Fluchtdistanzen oder endgültiger Vergrämung, insbesondere von kulturflüchtenden Arten kommt. Finden Baumaßnahmen während der Brutzeit statt, sind prinzipiell Verluste von Gelegen und flugunfähigen Jungvögeln denkbar.

In durch Schall- bzw. Lärmemissionen und Bewegung vorbelasteten Gebieten ist anzunehmen, dass sich die vorkommenden Vogelarten durch eine relativ große Störungstoleranz auszeichnen.

Neben den baubedingten Wirkungen kann es zu Beeinträchtigungen während des Betriebs kommen. Als potenzielle Beeinträchtigung der Vogelwelt durch Höchstspannungsfreileitungen ist die Habitatentwertung durch Habitatzerschneidung, Scheuchwirkung und Vergrämung/ permanente Meidung zu betrachten. Zudem kann es durch Ausweichmanöver und „Hindernisflüge“ bei den Vögeln zu energetischen Engpässen kommen, die sich auf die Überlebens- bzw. Reproduktionschancen auswirken (HÜPPOP 2004).

Für einige Vogelarten wurden verminderte Raumnutzungsintensitäten bzw. Meidungen im Nahbereich von Leitungstrassen festgestellt. Je nachdem, ob sich die Vögel länger in einem Gebiet aufhalten oder es nur kurzzeitig frequentieren, unterscheiden sich die Auswirkungen in ihrem quantitativen und qualitativen Ausmaß. Im Folgenden wird zwischen Brut-, Nahrungs- und Rasthabitaten sowie Wanderkorridoren von ziehenden Vögeln unterschieden.

### **Beeinträchtigung von Bruthabitaten**

Insbesondere freibrütende Arten des Offenlandes wie Wiesenbrüter und Vögel der Agrarlandschaft sind durch Scheuch- und Silhouettenwirkung, wie sie durch Windräder oder Hochspannungsmasten hervorgerufen werden, betroffen. Die genannten Artengruppen sind auf offene, optisch weite Landschaften, u.a. zum Schutz vor Fressfeinden (Greif- und Rabenvögeln), angewiesen. Da Freileitungsmasten von diesen Prädatoren gerne als Ansitzwarten genutzt werden, können u. U. Vergrämungseffekte und Eingriffe in das Räuber-Beute-Verhältnis auftreten (ALTEMÜLLER & REICH 1997).

Eine Zunahme der Prädation durch auf Strommasten sitzenden Greif- und Rabenvögeln wurde bei Wiesenvögeln (bspw. Kiebitz, Rotschenkel, Großer Brachvogel) festgestellt. Während fliegende Beutegreifer oft erfolgreich durch Luftangriffe aus der Nestumgebung vertrieben werden können, versagt diese Abwehrstrategie ge-

gen ansitzenden Prädatoren. Vielmehr haben diese die Möglichkeit, die brütenden Limikolen ausdauernd zu beobachten und eine passende Gelegenheit abzuwarten. Eine einzige Störung (z.B. durch Menschen) kann dann ausreichen, um dem Beutegreifer den Weg zum Gelege zu ermöglichen (ALTEMÜLLER & REICH 1997; ALTENKAMP et al. 2001). Bei kritischen Bestandsgrößen kann dies zum Erlöschen von Populationen führen.

Von verschiedenen Limikolenarten und der Feldlerche ist bekannt, dass sie in der Nähe von Freileitungen nicht mehr brüten.

In Baden Württemberg wurde nachgewiesen, dass ehemals besetzte Brutplätze von Kiebitz, Bekassine und Großem Brachvogel nach der Errichtung von Hochspannungsleitungen gemieden wurden (HÖLZINGER 1987); allerdings konnte in dieser Studie nicht abschließend geklärt werden, ob die Brutaufgaben ausschließlich auf die Wirkung der Freileitungstrasse zurückzuführen waren.

ALTEMÜLLER & REICH (1997) fanden in ihrer Untersuchung im Haseldorfer Altpolder westlich von Hamburg zwar heraus, dass der Kiebitz die dortigen Leitungen (380 und 110 kV) nicht meidet, doch fanden auch sie keine Brutnachweise innerhalb eines beidseitigen 100-Meter-Korridors entlang der Leitungen. Demgegenüber brütete der Große Brachvogel auch in unmittelbarer Nähe der Leitung.

In Westzijderveld und de Reef (Holland) nutzten Kiebitze, Uferschnepfen, Bekassinen und Kampfläufer die Bereiche entlang von Hochspannungsleitungen (150-380-kV) auf einer beiderseitigen Breite von ca. 100 m nicht mehr als Brutplätze. Lediglich Austernfischer brüteten noch innerhalb der Hochspannungstrasse (HEIJNIS 1980). Bei Untersuchungen im Elbe-Weser-Dreieck konnte hingegen kein Einfluss von Hochspannungsleitungen auf das Brutverhalten von Kiebitz und Großem Brachvogel beobachtet werden. Dagegen konnte für die Feldlerche eine signifikante Bevorzugung leitungsferner Bereiche und eine Meidung von etwa 100 m zu den Freileitungstrassen nachgewiesen werden (ALTEMÜLLER & REICH 1997).

Schreiadler gehören zu den Arten mit der größtmöglichen Sensibilität gegenüber anthropogen bedingten Störwirkungen wie Freileitungen, Verkehrswegen oder Windkraftanlagen. Freileitungen können die Altvögel von Nahrungsflächen fernhalten und dadurch direkt den Bruterfolg beeinflussen, die Luftbalz und andere interspezifische Beziehungen zwischen benachbarten Paaren beeinträchtigen bzw. möglicherweise komplett unterbinden. Bereits kleine Störwirkungen des Brutverlaufs infolge störungsbedingter Meidung von wichtigen Nahrungsflächen können zur Aufgabe eines Brutplatzes führen (MUGV 2003). Eine entgegengesetzte Wirkung geht gerade in baumlosen bzw. strukturarmen Landschaften auf bestimmte Vogelarten aus, die Hochspannungsfreileitungsmasten als Niststandort

nutzen. Kolkraben und Rabenkrähen bauen Nester auf Gittermasttraversen, die später oft in Folgenutzung durch Turm- und Baumfalken übergehen. Regional brüten manchmal mehr Individuen einer Art auf Masten als an ihren ursprünglichen Standorten, wie bspw. Baumfalken im Altenburger und Kohrener Land oder Fischadler in Nordostdeutschland. Der Reproduktionserfolg der Mastbrüter kann dabei höher ausfallen als bei den Baumbrütern (Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz (LANA) 2010; MEYBURG et al. 1995).

Weißstorchhorste sind hingegen bereits auf 110-kV-Freileitungsmasten in Mitteleuropa verhältnismäßig selten. In Österreich siedelte sich im Rheintal bei Hohenems/Vorarlberg ein Storchenpaar auf einem mit 220/380 kV bespannten Tragmast (Typ Tonne) der Vorarlberger Illwerke an und hielt den Brutplatz von 1983 bis mindestens 2004 (ZEHFÜß 2005).

### **Beeinträchtigung von Rasthabitaten**

Rastvögel reagieren in ihren Rastgebieten mit mehr oder weniger ausgeprägtem Meideverhalten gegenüber Freileitungen. Bei überwinternden arktischen Gänsen wurde in Nordrhein-Westfalen in Trassennähe (220 kV) vermehrtes Sichern (erhöhte Wachsamkeit, kürzere Fraßphasen) und weniger Komfortverhalten (Ruhen) festgestellt, was auf erhöhten Stress hindeutet und die Nahrungsaufnahmerate beeinträchtigt. In den leitungsnahe Bereichen (40-60 m Abstand) grasteten deutlich weniger Gänse als in trassenfernen Bereichen, auch wurden kleine Weideflächen, die durch Freileitungen von der restlichen Fläche getrennt waren, kaum noch genutzt (BALLASUS & SOSSINKA 1997; SOSSINKA 2000). Dieses Phänomen ist generell auch für 380-kV-Freileitungen anzunehmen, die in Habitaten rastender Vögel errichtet werden. Bei Untersuchungen in der Niederlausitz, Brandenburg, wurde bei rastenden Gänsen, Kiebitzen, Goldregenpfeifern, Kornweihen, Merlinen und Raufußbussarden ein deutliches Meideverhalten gegenüber einer 380-kV-Freileitungstrasse festgestellt (MÖCKEL & WIESNER 2007, S. 37-38).

Durch den „Kammerungseffekt“ (RICHARZ 1998 S. 157) von Leitungstrassen können je nach Art wichtige Nahrungsflächen entwertet werden. Nach BORBACH-JAENE (2002) entwertet eine lineare Störquelle auf einer Länge von 1 km bei Randlage mehrere Hektar Nahrungsfläche. Ein nur um 10 m größerer Abstand der Vögel zur Trasse führt bei gleicher Streckenlänge zu einer Entwertung von einem weiteren Hektar. Zerschneidet die Struktur eine Nahrungsfläche, so verdoppelt sich dieser Wert. Dies ist bei Gänsen, Schwänen und einigen Entenarten insofern kritisch zu beurteilen, da für diese Vögel „aufgrund ihrer herbivoren Ernährungsweise Fläche gleich Nahrungsangebot“ (BORBACH-JAENE 2002) bedeutet.

Auch für Rastvögel wie Kraniche, die in ihren traditionellen Herbstrastgebieten zwischen Schlafgewässer und Nahrungsfläche Strecken von bis zu über 20 km zu-

rücklegen (agnl - ARBEITSGRUPPE FÜR NATURSCHUTZ UND LANDSCHAFTSPFLEGE 2006), bedeuten Freileitungen nicht nur ein erhöhtes Kollisionsrisiko, sondern auch eine Reduzierung des nutzbaren Raumes. Dadurch wird das Angebot an Ausweichmöglichkeiten bei Störungen eingeschränkt, wodurch sich die Störanfälligkeit insgesamt erhöht (agnl - ARBEITSGRUPPE FÜR NATURSCHUTZ UND LANDSCHAFTSPFLEGE 2006).

### 3.2.3.6 Flächenkonfliktpotenziale für die Avifauna

Aus den in den Abschnitten 3.2.3.1 bis 3.2.3.3 dargestellten Konfliktpotenzialen durch Draht- oder Mastenanflug, Stromschlag und Habitatbeeinträchtigung wurden zwecks Operationalisierung für die vorgreifende Planung in der nachfolgenden Tabelle Flächenkategorien mit besonders hohen Konfliktpotenzialen zusammengefasst. Dabei wird unterschieden, ob es sich um Planungsvorhaben im Tiefland (T) oder im Mittelgebirge (M) handelt, da sich diesbezüglich die Konfliktpotenziale leicht unterscheiden.

**Tabelle 14:** Sehr hohe Flächenkonflikte mit Avifauna bei Bau und Betrieb von Freileitungen

FLÄCHENKATEGORIE	BESCHREIBUNG	RAUMBEZUG
EU-Vogelschutzgebiet	Brut-, Nahrungs-, Rast- oder Zuggebiete von seltenen bzw. bedrohten Arten (Anhang I VSchRL)	T,M
RAMSAR-Gebiet	Brut-, Nahrungs-, Rast- oder Zuggebiete von seltenen bzw. bedrohten Arten (Anhang I VSchRL)	T,M
Brutreviere kollisionsgefährdeter Großvögel mit seltenem / bedrohten Vorkommen (Anhang I VSchRL)	insb. Brutreviere von Schwarzstorch, Uhu, Seeadler, Kranich, Brutkolonien von Löffler, Schwarzkopfmöwe und ggf. Seeschwalben	T,M
Schwerpunkträume kollisionsgefährdeter Wiesenbrüter (teilweise Anhang I VSchRL)	insb. Brutreviere von Kiebitz, Bekassine, Rot-schenkel, Großer Brachvogel, Bekassine, Kampfläufer, Wachtelkönig	T
Flussmündungen im Gezeitenbereich	Zugtrichter und Nahrungsfläche insb. für durchziehende Limikolen, Enten und Gänse	T
Etablierte Schlafgewässer kollisionsgefährdeter Großvögel mit seltenem / bedrohten Vorkommen (Anhang I VSchRL), sofern außerhalb von EUV/RAMSAR-Gebieten	Insb. Schlafgewässer von Kranich, Nonnen-gans, Sing- und Zwergschwan	T
Etablierte Nahrungsflächen kollisionsgefährdeter Rastvögel mit seltenem / bedrohten Vorkommen (Anhang I VSchRL), sofern außerhalb von EUV/RAMSAR-Gebieten	Etablierte Grünland-Äsungsflächen von insb. überwinternden Sing- und Zwergschwänen, Nahrungsflächen von insb. rastenden Goldregenpfeifern in den Marschen	T

**Legende:** T: Tiefland, M: Mittelgebirge

**Tabelle 15:** Hohe Flächenkonflikte mit Avifauna bei Bau und Betrieb von Freileitungen.

FLÄCHENKATEGORIE	BESCHREIBUNG	RAUMBEZUG
Küstenstreifen	Leitlinie und Rastgebiet für ziehende Land- und Wasservögel	T
Fließgewässer	Leitlinie und Nahrungsfläche für ziehende Land- und Wasservögel	T,M
Nahrungs- und Rastflächen seltener / bedrohter Großvogelarten (Anhang I VSchRL),	Bspw. Nahrungsflächen von Graugänsen	T,M
Etablierte Schlafgewässer kollisionsgefährdeter Vogelarten mit häufigem Vorkommen	Schlafgewässer von überwinterten Reiher- und Tafelenten, Grau-, Bläss- und Saatgänsen	T,M
Brutkolonien und –plätze kollisionsgefährdeter Großvögel mit häufigem Vorkommen	Insb. Brutkolonien von Graureiher, Kormoran und Möwen (mit Ausnahme Schwarzkopfmöwe)	T,M
Großräumige Brut- und Nahrungshabitatkomplexe seltener / bedrohter Großvogelarten (Anhang I VSchRL), (Scheuchwirkung, Segmentierung)	Großräumige Lebensraumkomplexe von insb. Schwarz- und Weißstorch, Schreiadler, Seeadler	T,M
Bruthabitate seltener / bedrohter Vogelarten (teilweise Anhang I VSchRL) (Scheuchwirkung, Vergrämung)	Lebensräume insb. von Wiesenbrütern	T,M

**Legende:** T: Tiefland, M: Mittelgebirge

**Tabelle 16:** Erhöhte Flächenkonflikte mit Avifauna bei Bau und Betrieb von Freileitungen

FLÄCHENKATEGORIE	BESCHREIBUNG	RAUMBEZUG
Nahrungs- und Rastflächen häufiger Vogelarten (Habitatsegmentierung, Scheuchwirkung oder Vergrämung)	insb. Nahrungsflächen von Grau- und Blässgänsen	T,M
Zeitweilige Nahrungsflächen kollisionsgefährdeter Vögel mit häufigem bis seltenem / bedrohten Vorkommen (teilweise Anhang I VSchRL)	Äcker und anderen Flächen, deren Nahrungsangebot sich in Abhängigkeit der Bewirtschaftungsform verändert (insb. für Kranich, nordische Schwäne und Gänse, Kiebitze, Goldregenvögel)	T,M
Talzüge als Leitlinien des Vogelzuges	Leitlinien für ziehende Landvögel	M

**Legende:** T: Tiefland, M: Mittelgebirge

### 3.2.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen

Insbesondere bei den Mastbauarbeiten ist darauf zu achten, dass schutzwürdige und wenig mobile Tiere geschont werden, bspw. durch Absammlung und Umsiedlung. Verletzungen oder Tötungen lassen sich in der Regel dadurch vermeiden, dass die potenziellen Habitate rechtzeitig auf das Vorkommen schutzwürdiger Arten geprüft werden. Durch die Feinplatzierung der Maststandorte können so Standorte gemieden werden, die wichtige Lebensraumfunktionen, v.a. für Käferarten, Reptilien, Vögel und Landsäugetiere, erfüllen.

Im Vergleich zu Erdkabeltrassen wird sich bei im Offenland verlegten Freileitungen voraussichtlich in geringerer Anzahl die Notwendigkeit von Ausgleichsmaßnahmen ergeben. Da die Eingriffe in den Boden auf die Mastfundamente (ca. 50 qm) beschränkt sind, ist zu erwarten, dass sich bei Habitatverlusten die ökologische Funktionsfähigkeit häufig im räumlichen Zusammenhang zu den Maststandorten aufrechterhalten lässt, so dass keine vorgezogenen Ausgleichsmaßnahmen notwendig werden. Bei Inanspruchnahme ausgedehnter Forstflächen kehrt sich dieses Verhältnis allerdings aufgrund der für Freileitungen notwendiger Weise breiteren Schneisen um.

#### **3.2.4.1 Amphibien und Reptilien**

Die Maßnahmen zur Vermeidung von Tierverlusten an Amphibien und Reptilien wurden in Abschn. 2.2.4 beschrieben und gelten für Freileitungen entsprechend. An Waldstandorten ist aufgrund der freizuschlagenden breiteren Schneisen bei Freileitungen mit erhöhten Verminderungsmaßnahmen, ggf. Ausgleichsmaßnahmen zu rechnen. Im Offenland ist es aufgrund der im Wesentlichen nur punktuellen Eingriffe an den Maststandorten von Freileitungen umgekehrt.

Amphibienleiteinrichtungen und Fanggefäße sind lediglich in Baustellennähe zu errichten bzw. aufzustellen. Gewässer werden in der Regel von den Baumaßnahmen ausgespart und dienen nicht als Maststandorte, daher müssen in der Regel keine Maßnahmen zur Erhaltung des Wasserstandes und der Uferstruktur ergriffen werden.

Zur Vermeidung einer Beeinträchtigung von Reptilien ist im Rahmen der Feintrasenplanung darauf zu achten, dass die von Reptilien beanspruchten Lebensräume umgangen werden und nicht durch Mastfundamente zerstört werden.

#### **3.2.4.2 Fledermäuse**

Beeinträchtigungen von Fledermäusen können durch vorangestellte Untersuchungen vermieden und vermindert werden.

Mit Waldüberspannungen kann vermieden werden, dass von Fledermäusen bewohnte Bäume auf breiter Trasse beeinträchtigt werden.

Da die Störung von Fledermäusen in den meisten Fällen Schneisenkahlschlag die Vernichtung von Habitatbäumen / Quartierbäumen (Sommer-, Wochen- oder Winterstuben) beinhaltet, sollten, soweit möglich, Altholzbestände geschont (ERM 2010, S. C 4.2-93) und ggf. Ersatzhabitate im Rahmen vorgezogener Ausgleichsmaßnahmen bereitgestellt werden. Über Bauzeitenregelungen können ggf. aktiv genutzte Wochenstuben geschont werden.



### **3.2.4.3 Geschützte Landsäugetiere**

Zur Vermeidung von Verlusten geschützter Landtiere lassen sich neben einer sorgfältigen Voruntersuchung und einer ggf. optimierten Trassenführung auch die anderen in Absch. 2.2.4.4 genannten Maßnahmen durchführen. Dazu zählen vorgezogene Ausgleichsmaßnahmen, großräumige Kompensationsmaßnahmen zur Sicherung des Erhaltungszustandes sowie eine vorsorgliche Abzäunung der Baustelle (vgl. Absch. 2.2.4.4).

Bei der Errichtung von Freileitungen bleibt mehr als bei einer Erdkabeltrasse ein gewisser Spielraum zur Wahl der punktuellen Maststandorte. Dieser sollte besonders beim Auftreten von kleinräumigen schutzwürdigen Lebensraumtypen im Bereich der Trassenführung ausgenutzt und der Standort möglichst konfliktfrei gewählt werden. In Bereichen mit Wuchshöhenbeschränkung bietet sich die niederwaldartige Nutzung von Waldbiotopen an (ERM 2010, S. C4.2-161).

In waldarmen Regionen sollte eine Trassenführung durch Wälder möglichst vermieden werden. Ist dies nicht möglich, können Trennwirkungen für waldbewohnende Tiere und Windbruchgefahr durch ein sog. Trassenmanagement, d.h. eine naturnahe gestufte Waldrandgestaltung und die Pflanzung von Büschen im Nahbereich der Leitung reduziert werden. Hierzu bedarf es während des Betriebs allerdings regelmäßiger Kontrollen und Pflegemaßnahmen.

### **3.2.4.4 Avifauna**

Über Bauzeitenregelungen kann ggf. vermieden werden, dass lärm- und störungsempfindliche Vogelarten in sensiblen Entwicklungsstadien bzw. Lebenszyklen (Brut, Aufzucht, Mauser) durch Bauarbeiten für Freileitungen beeinträchtigt werden (vgl. Abschn. 3.2.3.3).

### **Vogelschlag**

Bei Trassenabschnitten mit hoher bzw. erhöhter Kollisionsgefahr sollten optische Markierungen angebracht werden. Da das Erdseil aufgrund seiner oft schlechten Sichtbarkeit für die meisten Kollisionen verantwortlich ist, sind Markierungen am Erdseil die erste Wahl. Vogelschutzmarkierungen sollten aus technischer Sicht möglichst leicht sein und das Seil schonen - für den Vogelschutz steht Auffälligkeit im Vordergrund. Vornehmlich werden heute flexible Kunststoffbänder oder feste, abstehende Kunststoffstäbe als Markierungen verwendet. Für die nachträgliche Sicherung von Leitungsabschnitten hat sich das Anbringen von Markern mit Schwarz-Weiß-Blinkeffekten bewährt, die das Erkennen der Leitungen - insbesondere des Erdseils - erleichtern und die auch bei ungünstigen Lichtverhältnissen noch wahrgenommen werden können. Untersuchungen aus den Niederlanden zeigen, dass dadurch mit einer Reduzierung des Vogelschlagrisikos um bis zu 90 %



zu rechnen ist (KOOPS 1997). In Spanien und Großbritannien hat sich der Einsatz farbiger *Flight Diverters*, etwa 30-100 cm langer spiralförmiger Markierungen, die auf die Seile gezogen werden, bewährt (FROST 2008; JANSS & FERRER 1997). In Deutschland hat sich u. a. die RWE Rhein-Ruhr Netzservice GmbH auf entsprechende Dienstleistungen spezialisiert.

Da tagsüber die meisten Kollisionen nicht mit den Leiterseilen, sondern mit dem Erdseil stattfinden, sollte aus ornithologischer Sicht der Abstand zwischen Erdseil und Leiterseilen möglichst gering sein. Dieser Anspruch darf jedoch mit der Blitzschutzwirkung des Erdseils in Konflikt stehen. Das Kollisionsrisiko während der Dunkelphase kann alternativ durch Beleuchtung, Reflektoren und akustische Signale gesenkt werden (HOERSCHELMANN et al. 1988; KAHLERT et al. 2005).

### **Stromschlag**

Die Gefährdung von Vögeln durch Stromschlag an Höchstspannungsleitungen wird aufgrund großer Abstände zwischen Leiterseilen untereinander sowie dem Mast in der Literatur als sehr gering eingestuft. Weitere Maßnahmen zur Minimierung des Restrisikos sind im Hinblick auf Stromschlag nicht notwendig. Diese Einschätzung wird auch indirekt durch das Bundesnaturschutzgesetz belegt, das in § 41 Vorschriften zum Vogelschutz für Mittelspannungsleitungen anführt, aber nicht für Hoch- oder Höchstspannungsleitungen. Danach sind an bestehenden Masten und technischen Bauteilen von Mittelspannungsleitungen mit hoher Gefährdung von Vögeln bis zum 31. Dezember 2012 Maßnahmen durchzuführen, so dass Vögel gegen Stromschlag geschützt sind.

### **Beeinträchtigung von Habitaten**

Eine für Vogelschutzbelange optimierte Trassenplanung kann betriebsbedingte Beeinträchtigungen von Brut-, Nahrungs- und Rasthabitaten sowie Wanderkorridoren von Zugvögeln deutlich mindern. Vermeidungspotenziale liegen im Wesentlichen in der Meidung avifaunistischer Schwerpunktgebiete. Die Beeinträchtigung des Erhaltungszustandes der lokalen Populationen betroffener Vogelarten kann auf diese Weise weitgehend vermieden werden. Randvorkommen und Restbestände sind besonders sensibel gegenüber Beeinträchtigungen.

Störende Auswirkungen auf Vögel lassen sich beim Bau von Höchstspannungsleitungen besonders effektiv durch Bauzeitenfenster regeln. Das Zeitfenster wird zu meist durch die störempfindliche Brutzeit von März bis Ende August bestimmt. Regional, besonders in der Nähe von Rasthabitaten an Gewässern, sind sensible Zeitabschnitte (bspw. Mauser, Sammelschlafplätze von Wasservögeln im Herbst) zu berücksichtigen. In einigen Landesnaturschutzgesetzen sind von vornherein Sperrzeiten für Rodungsarbeiten festgelegt. So dürfen vom 15. März bis 30. Sep-

tember (Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern) oder vom 1. März bis 30. September (Niedersachsen) keine Gehölze beseitigt werden.

#### **3.2.4.5 Geschützte Pflanzen**

Durch eine Verschiebung der Maststandorte und eine veränderte Trassenführung lassen sich bekannte Standorte geschützter Pflanzenarten schonen. Falls dies nicht möglich ist, können als vorgezogene Ausgleichsmaßnahme die bedrohten Bestände vor den Bauarbeiten entfernt und an anderer Stelle verpflanzt werden. Das Konfliktpotenzial geschützter Pflanzenarten ist bei der Errichtung von Freileitungen im Offenland auf der Ebene der Entwurfsplanung und Feintrassierung gut eingrenzbare. Bei der Errichtung von Freileitungen in ausgedehnten Waldbeständen ergibt sich im Falle breiter Schneisen ein erheblicher Ausgleichsbedarf.

### **3.3 Auswirkungen von Freileitungen auf Schutzgebiete und Biotope**

#### **3.3.1 Übersicht**

Bei 380-kV-Freileitungen sind v.a. folgende Faktoren, die sich bau-, betriebs- oder anlagebedingt auswirken für Biotope relevant (vgl. IBU 2007; ERM 2008; TRANSPower 2010):

- Beeinträchtigung von Vegetation und Habitaten, Änderung von Struktur und Artenspektrum,
- Zeitweilige Beseitigung oder Schädigung von krautiger Vegetation im Bereich der Arbeitsflächen, Zufahrten und Lagerflächen,
- langfristige bzw. dauerhafte Beseitigung von Gehölzen bei der Anlage von Schneisen in Waldbereichen und der Entnahme einzelner Bäume innerhalb linearer Gehölzbestände,
- Bodenentnahme und Bodenverdichtung im Bereich der Mastfundamente,
- zeitweilige Veränderung des Boden-Wasser-Haushalt durch ggf. notwendige Wasserhaltungsmaßnahmen bei Feuchtgebieten,
- dauerhafter Biotopverlust im Bereich der Fundamentköpfe.

Aufgrund der gegenüber einer Erdkabelverlegung geringeren Tiefbauarbeiten sind die direkt auf den Boden bezogenen, baubedingten Auswirkungen weniger schwerwiegend als die bereits grundsätzlich in Abschn. 2.3 besprochenen Eingriffsfolgen. Bei Freileitungen überwiegen jedoch die dauerhaften, anlagebedingten Auswirkungen, die sich mit der Rodung und Schneisenfreihaltung auf eine deutlich größere Fläche erstrecken und die mit der Errichtung von Masten und der Verlegung oberirdischer Leitungen für Mensch und Tier dauerhaft wahrnehmbare Konstruktionen schaffen.

Die dauerhafte Beanspruchung von Schneisen, die als Schutzstreifen dem Schutz von Freileitungen dienen, gilt als die maßgebliche Auswirkung von Freileitungen auf Biotope (TRANSPower 2010, S. 25). Die Breite des Schutzstreifens steht bei Freileitungen in Abhängigkeit zu den Abständen der Masten (Spannfeldlängen). Die freizuhaltende Trassenbreite liegt deutlich über den Anforderungen für Erdkabel (vgl. GEO et al. 2009, S. 104). Dem Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.2.2 zufolge beträgt der Schutzstreifen bei dem üblichen 380-kV-Donaumast ca. 70 m. Bei der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar geht TRANSPower (2010, S. 26) auch von 40 – 60 m aus. Im Bereich dieser Schutzstreifen können sich Lebensräume drastisch und dauerhaft verändern. Im Bereich der Mastfundamente ist im Falle einer Flächenversiegelung ein vollständiger Lebensraumverlust zu erwarten.

Die im Abschn. 2.3.1 vorgenommene Einstufung des Konfliktpotenzials unterschiedlicher Biotoptypen kann für die Anwendung auf Freileitungen übernommen werden.

### **3.3.2 Streng geschützte Gebiete**

Biotope in streng geschützten Gebieten wie NSG und Nationalparks können i.d.R. als hoch empfindlich gegenüber den oben skizzierten Eingriffen eingestuft werden. Großräumige Vegetationsverluste sind durch Anlage der Schneisen unvermeidbar. Die Tötung von Individuen (§ 44 Abs. 1 Nr.1 BNatSchG) und die Beschädigung/Zerstörung von Lebensstätten (§ 44 Abs. 1 Nr.3 BNatSchG) können dabei voraussichtlich nicht vermieden werden. Darüber hinaus ist baubedingt von Störungen (§ 44 Abs. 1 Nr.2 BNatSchG) besonders bzw. streng geschützter Arten auszugehen, bspw. wenn der Eingriff in der Nähe ganzjährig frequentierter Wasservogellebensräume stattfindet. Da streng geschützte Gebiete häufig letzte Rückzugsmöglichkeiten für solche Arten sind, die außerhalb der Schutzgebiete kaum noch vorkommen, ist es nicht unwahrscheinlich, dass sich durch Störungen während der Bauphase der Erhaltungszustand der lokalen Population einer der betroffenen Arten maßgeblich verschlechtert.

Während der Betriebsphase kann die Tötung von Individuen (§ 44 Abs. 1 Nr.1 BNatSchG) zwar durch entspr. Maßnahmen (bspw. Flight-Diverteres) gemindert, allerdings nicht vollständig vermieden werden. Die von § 44 Abs. 1 Nr.1 BNatSchG geforderte ökologische Funktion der vom Vorhaben betroffenen Lebensstätte könnte in hohem Maße gefährdet sein.

Die nur kurz skizzierten Zusammenhänge machen zusammenfassend deutlich, dass die Planung von Freileitungen der Höchstspannungsebene den angestrebten Schutz der Arten und Lebensräume streng geschützter Gebiete erheblich gefährdet. Dem Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (2008 S. 149) zufolge müssen diese Gebiete ohnehin unter rechtlichen Gesichtspunkten frühzeitig von einer Trassierung ausgeschlossen werden, weil Naturschutzgebiete und Natura-2000-Gebiete bereits

aufgrund fachspezifischer naturschutzrechtlicher Regelungen so stark geschützt sein, dass in diesen Räumen die Verlegung von Freileitungen der Hoch- und Höchstspannungsebene grundsätzlich nicht in Betracht kommt.

### **3.3.3 Schwächer geschützte Gebiete**

Auch die Schutzgüter in schwächer geschützten Gebieten wie LSG sind i.d.R. als hoch empfindlich gegenüber Eingriffen durch Freileitungen einzustufen. Großräumige Vegetationsverluste sind auch hier bei der Anlage der Schneisen unvermeidbar. Grundsätzlich dominieren die dauerhaft visuell wahrnehmbaren anlagebedingten Wirkungen gegenüber den baubedingten. Durch dauerhaft wahrnehmbare Konstruktionen und breite Schutzstreifen verbleibt eine Beeinträchtigung schützenswerter Landschaftsteile u. Lebensräume, die trotz möglicher Minderungsmaßnahmen in der Regel weiterhin als erheblich eingeschätzt wird. Auch diese Gebiete sollten von einer Trassierung frühzeitig ausgeschlossen werden.

Um Konflikte durch Beeinträchtigung von Landschaftsschutzgebieten infolge neuer Freileitungen der Hoch- und Höchstspannungsebene zu vermeiden, formuliert das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (2008 S. 41 ff.) explizit ein Querungsverbot zum Schutz dieser Gebiete als Ziel. Diesen Gebieten wird eine besondere Funktion für das Landschaftserleben sowie für Freizeit und Erholung in der Landschaft zugesprochen. Freileitungen brächten andererseits durch die Höhe der Masten und deren Zahl bzw. Aufstellung eine durchgängige und nicht vermeidbare Belastung des Landschaftsbildes.

### **3.3.4 Gehölzbiotope, Feldgehölze und lineare Gehölzbiotope**

Gehölzbiotope wie Laub(Misch)- oder Nadel(Misch)wälder gelten als besonders schützenswerte Biotope (vgl. Abschn. 2.3.1) und sind aufgrund der für der Anlage von Schutzstreifen notwendigen Rodungen besonders gefährdet. Die Errichtung einer Freileitung in einem geschlossenen Waldbereich geht mit Kahlschlag und mit einem somit erheblichen Vegetationsverlust einher (TRANSPower 2010, S. 43). Langfristig sind standortbezogen ABERLE UND PARTL (2005, S. 97) und TRANSPower (2010, S.68) zufolge sowohl im Bereich des Schutzstreifens als auch im angrenzenden Waldbestand weitreichende Standortveränderungen und Destabilisierungserscheinungen zu erwarten. Aufgrund der ungehinderten Sonneneinstrahlung auf die Schlagfläche und auf das Bestandesinnere sind z.B. feinrindige Baumarten (z.B. Buche und Ahorn) durch Rindenbrand gefährdet. Eine verstärkte Austrocknung der Bäume und eine Zunahme von Schadpilzen und Schadinsekten können die Folge sein. Als weitere Auswirkungen werden Austrocknung des Oberbodens bzw. Bodenerosion und daraus resultierende Aushagerungserscheinungen im angrenzenden Waldbestand, insbe-

sondere bei Fichtenmonokulturen, diskutiert (ABERLE/PARTL 2006, S. 98 zit. nach FÜHRER 2001). Unter Berücksichtigung von Aufwuchsbeschränkungen ist eine reduzierte Wiederbewaldung im Bereich der Trassen möglich. Bei regelmäßiger Trassenpflege und intensiver forstlicher Nutzung können niederwaldähnliche Strukturen aufgebaut werden (vgl. IBU 2007, S. 257; TRANSPOWER 2010, S. 43). Der Eingriff in Gehölzbiotope ist besonders schwerwiegend, wenn strukturreiche und naturnahe Laubholzbestände betroffen sind (vgl. IBU 2007, S. 258).

Feldgehölze und lineare Gehölzbiotope sind in ähnlicher Weise negativ vom Bau von Freileitungen betroffen. Da der betroffene Gehölzanteil im Vergleich mit Waldbiotopen größer ist, sind Auswirkungen wie Gehölzverlust und Auswuchsbeschränkungen bei Feldgehölzen stärker zu gewichten. In den durch Anlage sowie Baumaßnahmen entstehenden Lücken gehen dauerhaft Lebensraumfunktionen wie z.B. spezielle Brutstätten verloren (IBU 2007, S. 259).

### **3.3.5 Feuchtgebietsbiotope, Acker- und Grünlandbiotope**

Feuchtgebietsbiotope wie Moorgebiete (Hoch- und Niedermoore), Sümpfe und Auengebiete werden als sehr sensibel und schutzwürdig eingestuft, weisen somit eine hohe naturschutzfachliche Bedeutung auf (vgl. Abschn. 2.3.1). Naturnahe Moorböden gelten in ihrer Struktur als irreversibel vulnerabel bzw. nicht renaturierbar (GEO et al. 2009, S. 90). Die Errichtung von Masten hat im Bereich von Sümpfen und Niedermooren damit erhebliche und nachhaltige Beeinträchtigungen zur Folge (vgl. IBU 2007, S. 261). Intakte Moorgebiete sollten nach Möglichkeit schon frühzeitig in der Trassenplanung gemieden, im unvermeidlichen Fall großräumig überspannt werden.

Landwirtschaftliche Nutzflächen wie Ackerbiotope gelten, soweit diese intensiv genutzt werden, bei der Errichtung von Freileitungen als unproblematisch. Da bei diesen Ackerflächen das Lebensraumpotenzial relativ gering ist, ist der Flächenverlust im Bereich der Mastfußstandorte oftmals als unerheblich einzustufen (vgl. IBU 2007, S. 262). Im Bereich der Mastfußstandorte können sich kleinräumig neue Strukturelemente bzw. „Mastfußbiotope“ entwickeln, die von der Fauna als neues Rückzugsgebiet genutzt werden können. (vgl. IBU 2007, S. 263). Aufgrund der Abstände zwischen den Mastfüßen und der jeweils geringen Flächenareale ist ein genetischer Austausch dieser Populationen aber nur wenigen Arten möglich.

Extensive Grünlandbiotope gelten als artenreich (vgl. Abschn. 2.3) und können punktuell durch die Errichtung von Freileitungsmasten in ihrer Lebensraumfunktion beeinträchtigt werden. Die Anlage von Freileitungen auf intensiv genutztem Grünland ist i. Allg. eher verträglich und kann durch Etablierung von Altgrasbestand am Mast zur Entstehung ökologisch funktionsträchtiger Strukturelemente führen (IBU 2007, S. 262). Auch ABERLE/PARTL (2005 S. 132) sowie VATTENFALL (2005) heben als mögliche positive Auswirkung an Maststandorten das Entstehen von „Ersatzbioto-

pen“ bzw. "Mastfußbiotopen“ hervor, die in der derzeitigen Kulturlandschaft als rückläufig gelten sollen.

In ähnlicher Weise wird bei waldquerenden Trassenvarianten den bau- und anlagebedingten erheblichen Eingriffen eine mögliche Verbesserung der ökologischen Strukturvielfalt gegenübergestellt. So kann es z.B. im Bereich der Schutzstreifen zur Einwanderung typischer Offenlandbewohner, bspw. Kleinsäuger und Wirbelloser kommen. Die Entwicklung eines Biotopverbundes könnte gefördert werden. Ebenso ist aber auch die Vertreibung schutzbedürftiger Arten möglich. Die sich für die Lebensraumqualität ergebenden Veränderungen können letztlich nur standortspezifisch bewertet werden.

### **3.3.6 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Freileitungen sollten naturnahe Wälder, Feuchtgebiete, Gewässer- und Auenbiotope möglichst nicht tangieren (DEUTSCHE UMWELTHILFE 2010, S. 8; LAUKHUF 2007, S. 19). Im Rahmen der UVS für die 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar (ERM 2010, S. C3-9) wird die Querung von Waldbeständen und wertvollen Gebieten für Natur und Landschaft (Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Natura-2000-Gebiete u.a) auf Bereiche beschränkt, in denen „eine entsprechende Trassenführung auf Grund der großräumigen Trassenbündelung oder zur Vermeidung anderer erheblicher Raumkonflikte unumgänglich ist.“ Grundsätzlich besteht bei der Wahl der Maststandorte auf Grund der recht hohen Flexibilität (Überspannungen von 300 m – 450 m Feldlänge) die Möglichkeit, wertvolle Biotope zu umgehen (ERM 2010).

Wertvolle Gehölzstandorte können ggf. mit Hilfe höherer Masten überspannt werden. Muss ein Schutzstreifen durch Gehölze angelegt werden, so ist grundsätzlich ein Zurückschneiden von Bäumen einer Baumentnahme vorzuziehen. Ist dies nicht möglich, so sind bei der Entfernung von Gehölzen die Wurzelstöcke im Boden zu belassen (ERM 2010).

Es wird empfohlen, ein ökologisches Trassenmanagement im Sinne des "Plan N" der DEUTSCHEN UMWELTHILFE (2010) durchzuführen. Für die beim Bau abgängigen Waldflächen (Waldkahlflächen) wird im Allg. eine Wiederaufforstung im Verhältnis 1:1 gefordert (vgl. Berichtsteil Recht, Abschn. 1.5.6.2.1.). Die Maßnahmen der naturschutzrechtlichen und forstrechtlichen Kompensation können zumeist in der Umgebung des Eingriffs realisiert werden (ERM 2010, S. C6-7).



### **3.4 Auswirkungen von Freileitungen auf den Boden**

#### **3.4.1 Übersicht**

Gegenüber der Verlegung von Erdkabeln muss bei Freileitungen lediglich an den Maststandorten aktiv in die Bodenhorizonte eingegriffen werden, wobei es im Offenland nur zu punktuellen Funktionsverlusten kommt. Zwischen den Masten bleibt der Boden im Offenland auf ca. 400 m Länge und damit nahezu auf dem gesamten Trassenverlauf ungestört (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.3). In waldreichen Gebieten kann die Anlage einer breiten Schneise allerdings zu großräumigen Bodenveränderungen, bspw. durch Austrocknung, führen. Die Ausdehnung der Wirkungen auf den Boden erstrecken sich in Bau- und Betriebsphase somit in jedem Fall auf den Nahbereich der Masten (LAUKHUF 2007, S. 19), im Einzelfall auf die anzulegende Schneise.

Als Fundamente kommen in Abhängigkeit des vorherrschenden Bodenprofils entweder gerammte Stahlrohre oder aus Fertigbeton gegossene Stufen- oder Plattenfundamente in Betracht (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.3). Sowohl die natürlichen Bodenfunktionen als auch die Archivfunktionen des Bodens können dabei gestört werden. Trotz vergleichsweise geringer Beeinträchtigungen ist auch bei Freileitungen der Bodenschutz gemäß Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG) in den räumlichen Planungsprozessen zu berücksichtigen. Falls schutzwürdige Böden (vgl. Abschn. 2.4) von dem Bau einer Freileitung betroffen sind, kann von einem hohen Konfliktpotenzial ausgegangen werden. Eine Inanspruchnahme dieser Böden ist möglichst zu vermeiden.

U.a. beschreiben BINE (1990), BRAKELMANN (2004), GEO et al. (2009), LOSCH/NAKE (1998), ECOFYS (2008), FORWIND (2005), JARASS ET. AL. (1996), NIEDERSÄCHSISCHE STAATSKANZLEI (2007) und VATTENFALL (2005) Funktionsverlust, Versiegelung, Verdichtung und Bodeneintrag als wesentliche Auswirkungen von Freileitungen auf den Boden.

#### **3.4.2 Funktionsverlust, Versiegelung, Austrocknung und Verdichtung**

Im Bereich der betonierten Mastsockel kommt es auf den versiegelten Flächen zu einem vollständigen Verlust der Lebensraum- und Archivfunktionen des Bodens (vgl. IBU 2007, S. 328; GEO et al. 2009, S. 93; JARASS et. al. 1996, S. 21; ERM 2008, S. 6.4-3). Während der Bauphase kann es darüber hinaus aufgrund der Druckbelastung des Baustellenverkehrs zu kleinräumigen Verdichtungen des Bodens und damit zu nachteiligen Auswirkungen auf das Pflanzenwachstum kommen (vgl. Abschn. 2.4.3).



Mögliche Bodenveränderungen im Bereich einer Schneise, bspw. durch Aushagerung ehemals baumbestandener Böden, hängen von den jeweiligen Bodenverhältnissen ab und können nur standörtlich beschrieben und bewertet werden.

### **3.4.3 Bodeneintrag**

Witterungsbedingt kann es bei Freileitungen zu Stoffeinträgen in den Bodenhaushalt kommen. Bis dato waren mit blei- oder zinkhaltigen Korrosionsschutzanstrichen erhebliche Bodenbelastungen verbunden. Seit einigen Jahren werden jedoch feuerverzinkte und damit umweltfreundlichere Masten eingesetzt (vgl. BINE 1990, S. 2; GEO et al. 2009, S. 17 zit. nach MARTI 2001).

An verschiedenen Pflanzen wurden unmittelbar unter Hochspannungsmasten erhöhte Schwermetallwerte gemessen (BINE 1990, S. 2). Dies korrespondiert mit höheren Zinkwerten, die im Bereich des Mastfußes sowohl bei 110-kV-Masten als auch bei 380-kV-Masten gemessen wurden. Der Niederschlag des schadstoffbelasteten sogenannten "Sauren Regens" führt offenbar zu einer stärkeren Korrosionsanfälligkeit der Masten und zu einer Auswaschung der zinkhaltigen Grundierungsschicht an den Masten (BINE 1990, S. 3). Die Konzentration des aufgefundenen Zinkeintrags überschreitet JARASS et al. (1996, S. 21 zit. nach JARASS et al. 1989) zufolge deutlich den allgemein gültigen Richtwert von 300 ppm und ist bis zu einem Abstand von 50 m um die Masten herum nachweisbar.

Auch im Rahmen von Wartungen, die in regelmäßigen Abständen von 25 bis 30 Jahren durchgeführt werden, kann es bei unsachgemäßer Durchführung der Entrostungs- und Streicharbeiten zu Schadstoffeinträgen in den Boden kommen (vgl. GEO et al. 2009, S. 23; IBU 2007, S. 328; vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 6.1.1; BRAKELMANN 2004, S. 34).

### **3.4.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Irreversible Bodenschäden in Folge des Baus von Freileitungen können durch eine frühzeitige bodenkundliche Begleitung vermieden werden (vgl. BLUM 2007, S. 140; RICHER/MÜHLTHALER 2002, S. 13). Beeinträchtigungen des Schutzgutes Boden sind zumeist ausgleichbar oder ersetzbar (vgl. Abschn. 2.4.9). Bodenverluste durch Versiegelung lassen sich bspw. durch Entsiegelungsmaßnahmen ausgleichen. Die Verbesserung von Teilfunktionen, bspw. der Herstellung eines natürlichen Bodenwasserhaushaltes oder die Extensivierung der Bodennutzung (z.B. die Umwandlung von Acker in Grünland, die Extensivierung von Grünland, die Entwicklung von Ruderalfluren oder die Anlage dauerhafter Gehölzbestände), ist gleichermaßen möglich (ERM 2010, S C6-8).

Einem sich negativ auf den Boden auswirkenden Eintrag von Fremdstoffen (bei Bau, Wartung und Reparatur) kann durch die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen im Umgang mit wasser- und bodengefährdenden Stoffen vorgebeugt werden.

### **3.5 Auswirkungen von Freileitungen auf Gewässer**

#### **3.5.1 Auswirkungen von Freileitungen auf Grundwasser**

Bau- und anlagebedingt kann es zu kleinräumigen und lokalen Auswirkungen an den Maststandorten von Freileitungen auf das Grundwasser kommen. In bewaldeten Gebieten kann die Anlage breiter Schneisen Auswirkungen auf die Wasserhaltefähigkeit des Bodens und das Grundwasserdargebot haben. Folgende Effekte sind beim Bau von Freileitungen möglich (vgl. ERM 2008; TRANSPower 2010):

- dauerhafte Veränderung von Grundwasserleitern und der Deckschicht durch Gründungsmaßnahmen,
- dauerhafte Grundwasserabsenkung durch Veränderung des Grundwasserdargebots,
- temporäre Verunreinigung von Grundwasser bei bauzeitlicher Freilegung des Grundwassers,
- wartungsbedingte Beeinträchtigung der Grundwasserbeschaffenheit, relevant v.a. in Wasserschutzgebieten.

Für die Einstufung des Konfliktpotenzials im Hinblick auf Eingriffe in den Grundwasserhaushalt beim Bau von Freileitungen, soll im Folgenden die von IBU (2007) zusammengestellte Übersicht der Empfindlichkeit unterschiedlicher Grundwassersituationen herangezogen werden. Entscheidend sind hierbei die hydrologischen Verhältnisse, die Flurabstände und der Aufbau der Versickerungszonen (vgl. Tabelle 17). Grundwasserstandorte mit einer sehr hohen und hohen Empfindlichkeit sollten bereits in der Planungsphase berücksichtigt und gemieden werden.

Im Falle eines Aushubs von Baugruben für die benötigten Mastfundamente (bei Rammpfahlgründung vermeidbar, vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.3) kann es zu einem Aufschluss des oberflächennahen Grundwassers kommen, was in einer temporären Grundwasserabsenkung resultieren kann (vgl. ERM 2008, S. 6.5-24). Eine nachhaltige Auswirkung auf das Grundwasservorkommen ist dadurch im Regelfall jedoch nicht zu erwarten. Als mögliche Auswirkung auf das Schutzgut Grundwasser sind Schadstoffeinträge an Maststandorten zu beachten. Während der Bauphase kann es bspw. zu einem Eintrag von Schmier- und Reinigungsmitteln sowie von Farben und Treibstoff in den Boden und in das Grundwasser kommen (vgl. IBU 2007, S. 334). Bei einer nicht sachgemäßen Erneuerung

des Korrosionsschutzes kann dies mit schwermetallhaltigen Farbstoffen der Fall sein (vgl. GEO et al. 2009, S. 87). Die ausgetretene Menge, der Flurabstand des obersten Grundwasserleiters und die Filterwirkung der Versickerung sind dabei ausschlaggebend für die tatsächliche Menge des Schadstoffeintrages in das Grundwasser.

**Tabelle 17:** Bewertung der Empfindlichkeit des Grundwassers (nach IBU 2007, S. 191)

KATEGORIE	BESCHREIBUNG	
Sehr hohe Empfindlichkeit	Ungünstige hydrologische Verhältnisse	Flurabstände von < 2 m bei vorwiegend sandigem Aufbau der Versickerungszone (Anteil bindiger Bildungen < 20 %)
Hohe Empfindlichkeit	Ungünstige hydrologische Verhältnisse	Flurabstände von < 2 m bis 5 m bei sandig ausgebildeter bzw. wechselhaft aufgebauter Versickerungszone
		Flurabstände von < 2 m bei vorwiegend bindigem Aufbau der Versickerungszone (Anteil bindiger Bildungen 20 bis 80 %)
Mittlere Empfindlichkeit	Relativ günstige hydrologische Verhältnisse	Flurabstände von > 5 bis > 10 m bei ungespannten Grundwasserverhältnissen sowie sandig ausgebildeter bzw. wechselhaft aufgebauter Versickerungszone (Anteil bindiger Bildungen < 20 %)
		Flurabstände von 2 m bis 10 m bei vorwiegend bindigem Aufbau der Versickerungszone (Anteil bindiger Bildungen 20 bis < 80 %) und Mächtigkeit der Deckschicht von 5 bis 10 m
Geringe Empfindlichkeit	Günstige hydrologische Verhältnisse	Flurabstände von > 10 m bei ungespannten Grundwasserverhältnissen sowie vorwiegend bindigem Aufbau der Deckschichten (Anteil bindiger Bildungen 20 bis 80 %) bzw. Torfe und Mächtigkeit der Grundwasserabdeckung von > 10 m
		Flurabstände von > 5 m bei gespannten Grundwasserverhältnissen (Anteil bindiger Bildungen > 80 % bzw. Torfe)

Eine mögliche Folge der Versiegelung im Bereich der Mastfundamente ist eine geringe Verminderung der Grundwasserneubildungsrate. Im Rahmen der UVS des Planfeststellungsverfahrens für die 380-kV-Leitung Krümmel-Görries (sog. Windsammelschiene) (vgl. IBU 2007, S. 334) wurden darüber hinaus kleinräumige Veränderungen der Grundwasserströme prognostiziert. Aufgrund der geringen Versiegelungsfläche dürften diese Veränderungen jedoch im Normalfall keine nach-

haltige Wirkung auf die Grundwasserdynamik haben (vgl. IBU 2007, S. 334). Anhaltende Veränderungen der Grundwasserströmungen sind v.a. deswegen nicht zu erwarten, weil das Wasser die geplanten Fundamente umströmen kann (vgl. ERM 2008, S. 6.5-25). IBU (vgl. 2007, S. 334) und ERM (vgl. 2008, S. 6.5-26) zufolge sind bei ordnungsgemäßigem Bau sowie ordnungsgemäßer Anlage und Betrieb einer Freileitung keine nachhaltigen bzw. schwerwiegenden Auswirkungen des Grundwasser zu erwarten.

Mögliche Veränderungen des Grundwasserdargebots im Bereich einer Schneise, können nur standörtlich beschrieben und bewertet werden.

### **3.5.2 Auswirkungen von Freileitungen auf Oberflächengewässer**

Oberflächengewässer wie z.B. schiffbare Kanäle können von Freileitungen überbrückt werden. Zu beachten ist, dass bei der Überspannung von Oberflächengewässern durch Freileitungen mit Hilfe von hohen Masten angemessene lichte Höhen eingehalten werden müssen (vgl. GEO et al. 2009, S. 123, 223). Zu einer dauerhaften Beeinträchtigung der Qualität von Oberflächengewässern kommt es bei einem ausreichenden Abstand der Maststandorte zu den Uferbereichen nicht (IBU 2007, S. 336).

### **3.5.3 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Im Allgemeinen können Verunreinigungen von Gewässern (z.B. bei Beschichtung der Masten) durch Einhaltung der Regeln und Vorschriften zum Umgang mit wassergefährdenden Betriebsstoffen vermieden werden (ERM 2010). Oberflächengewässer bleiben im Allgemeinen von Baustelleneinrichtungen ausgespart, so dass die Gewässerbereiche unberührt bleiben. In unvermeidlichen Ausnahmefällen wird das Gewässer mit Metallplatten abgedeckt, so dass die Durchgängigkeit und die Vorflutfunktion der Gewässer erhalten bleiben.

## **3.6 Auswirkungen von Freileitungen auf das Orts- und Landschaftsbild**

### **3.6.1 Auswirkungen während der Bauphase**

Der Baustellenbetrieb ist für die Dauer der Bauphase aufgrund von Geräusch- und Abgasemissionen eine Quelle der Beunruhigung, die sich auf den Zufahrtsstraßen sowie in der Umgebung der Baustandorte negativ auf das Landschaftserleben auswirkt. Da zu Maststandorten, die sich abseits von bestehenden Wegen und Straßen befinden, Zufahrten angelegt werden müssen, können sich verschiedentlich Vegetationsschäden ergeben, die über die Dauer der Bauphase hinaus bestehen.

Auf den für den Mastbau benötigten Arbeitsflächen wird Vegetation beschädigt und temporär entfernt. Für den Seilzug werden darüber hinaus Flächen zwischen den Maststandorten als Fahrspur und für die Stellplätze der Winden in Anspruch genommen. Für die Dauer der gesamten Bauphase werden abseits der Trasse sowie für einen kürzeren Zeitraum an den einzelnen Maststandorten Materiallager notwendig, an deren Standorte die Vegetation beseitigt wird und die für die Dauer der Bauphase als Fremdkörper in der Landschaft wahrgenommen werden.

In Siedlungsgebieten wird das Ortsbild in der Bauphase ggf. an Maststandorten durch Baumaßnahmen beeinträchtigt.

### **3.6.2 Auswirkungen durch Anlage und Betrieb**

Die in Deutschland für Höchstspannungsübertragungen verwendeten Masten haben dem Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.2.2 zufolge eine übliche Höhe von 40 m (Einebenenmast) bis 61 m (Tonnenmast). Die übliche Höhe des weithin verbreiteten Donaumastes gibt der Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.2.2 mit etwa 54 m an. Die üblichen Abstände zwischen den Masten betragen 375 m - 400 m. Bei größeren Abständen werden höhere Masten eingesetzt, um den Durchhang zu begrenzen - bei der Elbekreuzung bei Stade bspw. bis zu 227 m Höhe. Die Traversenbreite beträgt von etwa 23 m (Tonnenmast) bis zu 45 m (Einebenenmast), bei einem Donaumast etwa 32 m.

Freileitungsmasten stellen weithin sichtbare Objekte in der Landschaft dar, die visuell im Allgemeinen als störend und in ihrer Reihung als landschaftszerschneidend empfunden werden. Der visuelle Wirkraum ist von der Höhe des jeweiligen Mastes, von seiner Exposition und von umgebenden Strukturen abhängig, die ggf. verschattend wirken.

Auch die Leiterseile werden als naturfernes Element in der Landschaft wahrgenommen. Unter den Leiterseilen und in deren Ausschwenkbereich wird die Trasse von hohen Gehölzen freigehalten. Dadurch entstehen in geschlossenen Gehölzbeständen weithin sichtbare Schneisen. Die übliche Breite beträgt dem Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.2.2 zufolge in der Bauphase ca. 70 m - 80 m. TRANSPORT (2010 S. 26) geht mit offenbar anderen Masten und kürzeren Spannfeldlängen von 40 m - 60 m aus. In linearen Gehölzbeständen (Baumreihen, Alleen, Baumhecken) entstehen bei der Querung Lücken, die sich negativ auf das Erscheinungsbild dieser Strukturen auswirken. Punktuell lassen sich auch Verluste von landschaftsbildprägenden Einzelbäumen und Baumgruppen nicht vermeiden.

In regelmäßigen Abständen wird die gesamte Trasse der Freileitung per Hub-schrauber oder Begehung auf Beschädigungen überprüft. Auch die Masten werden turnusmäßig angefahren. Die durch Lärm- und Abgasemissionen verursachten Störungen sind nur kurzfristig wahrnehmbar und übersteigen im Allgemeinen nur unwesentlich den Pegel der bestehenden Vorbelastungen.

An den Leiterseilen treten in Abhängigkeit von der Luftfeuchtigkeit sogenannte Korona-Geräusche (Knistern und Brummen) durch elektrische Vorentladungen auf (vgl. Abschn. 3.1.2). Diese Geräusche werden im Allgemeinen als unangenehm empfunden und schränken in den der naturnahen Erholung dienenden Gebieten das Landschaftserleben im unmittelbaren Nahbereich der Leitung ein.

### **3.6.2.1 Methodik der Ermittlung von Landschaftsbildbeeinträchtigungen**

In Abschn. 2.6 wurden Aufgabenfeld und Problempunkte der Landschaftbildanalyse bereits allgemein umrissen. Aus den dabei vorgestellten Standardmethoden hat sich für die Landschaftsbildanalyse mastenartiger Eingriffe wie Windenergieanlagen und Freileitungstrassen eine besonders eindeutige methodische Linie herausgebildet. Fast alle der heute in Deutschland verwendeten Analysemethoden zur Bewertung von Landschaftsbildbeeinträchtigungen durch Freileitungen fußen dabei auf einem nutzwertanalytischen Konzept, welches NOHL (1993) unter dem Titel „Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch mastenartige Eingriffe“ im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes Nordrhein-Westfalen nahezu allen späteren Entwicklungen auf diesem Gebiet nachhaltig zugrunde gelegt hat.

Die Erheblichkeit eines landschaftsästhetischen Eingriffs ergibt sich NOHL zufolge einerseits aus der Intensität eines Eingriffs, andererseits aber auch aus der Sensitivität als Ausdruck der ästhetischen Empfindlichkeit einer Landschaft. Die Empfindlichkeit gegen störende Eingriffe ist umso ausgeprägter, je höher:

- der ästhetische Eigenwert der Landschaft (gebildet aus den Teilkomponenten Vielfalt, Naturnähe und Eigenart) sowie
- visuelle Verletzlichkeit (bzw. Einsehbarkeit) und Schutzwürdigkeit (aufgrund von Natur- und Denkmalschutzwerten) ist.

Der Kern der Nohlschen Arbeit ist ein Verfahrensansatz zur Ermittlung des Umfangs von Kompensationsflächen (in m<sup>2</sup>), welcher im Anhang 4 näher erläutert wird. Grob zusammengefasst geht es zunächst um eine Unterteilung des potentiell beeinträchtigten Gebiets in unterschiedliche Wirkzonen, sodann um den Abzug sichtverschatteter Bereiche und die Aufgliederung des tatsächlich beeinträchtigten Gebiets in ästhetische Raumeinheiten. Es folgt eine Ermittlung der ästheti-



schen Eigenwerte in den identifizierten Raumeinheiten vor und nach dem Eingriff (nach Grad der Vielfalt, Naturnähe und Eigenartserhalt), sowie eine Ermittlung der landschaftsästhetisch wirksamen Eingriffsintensitäten für die einzelnen Raumeinheiten (Differenz der ästhetischen Eigenwerte vor und nach dem geplanten Eingriff). In vergleichbarer Weise werden visuelle Verletzlichkeit, Schutzwürdigkeit und letztlich Empfindlichkeit bestimmt. Den Abschluss bilden die Ermittlung der landschaftsästhetischen Eingriffserheblichkeit in den einzelnen Raumeinheiten (nach Eingriffsintensität und Empfindlichkeit), dabei v.a. die Ermittlung der erheblich beeinträchtigten Flächen und ggf. die Ermittlung des benötigten Umfangs von Kompensationsflächen (NOHL 1993, S. 43 ff.).

Das von NOHL (1993) entwickelte Verfahren enthält einige Schwachstellen, an denen PAUL et al. (2004) und WEIGEL (2007) ansetzten, um das Konzept weiterzuentwickeln. PAUL et al. (2004) differenzierten die Berechnung der Sichtverschattung durch eine Berücksichtigung von Teilverschattungen und entwickelten darüber hinaus einen Lösungsansatz zur Gewichtung von Mehrfach sichtbarkeiten. Bei einer Freileitung sind im Allgemeinen nicht nur ein Mast, sondern gleich mehrere, in unterschiedlichen Entfernungen gestaffelte Masten sichtbar. Die nunmehr erheblich differenzierteren Berechnungen erfolgten seit PAUL et al. (2004) computergestützt.

WEIGEL (2007) griff das von PAUL et al. entwickelte Verfahren auf und setzte sich zum Ziel, die Berechnungen noch präziser und realitätsnäher zu gestalten. Dazu gehört insbesondere eine Auflösung der drei gestaffelten Wahrnehmungszonen (Fernzone, Mittelzone, Nahzone) zu Gunsten der gleitenden Berechnung eines Wahrnehmungskoeffizienten. Die Fernzone spielt bei WEIGEL (2007) nur noch eine marginale Rolle.

### **3.6.2.2 Bewertung von Landschaftsbildbeeinträchtigungen**

Der Anwendungsschwerpunkt der oben skizzierten Ansätze der Landschaftsbildanalyse liegt in der vergleichenden Bewertung von Freileitungstrassen. Im Ergebnis können unterschiedliche  $m^2$ -Summen annähernd gleich beeinträchtigter Flächen verglichen und auf dieser Basis Teiltrassen ausgewählt und Kompensationsflächen bestimmt werden. Eine vergleichende Bewertung von Freileitung und Erdkabel kann mit diesem, ausschließlich für mastenartige Eingriffe entwickelten Verfahren nicht geleistet werden. Der Vergleich der Höhe einer Baumschneise (bei einem Erdkabel) mit der Höhe eines Mastes (bei einer Freileitung), wie er bspw. von ENGEHAUSEN (2009) versucht wurde, scheitert an der grundlegend unterschiedlichen Bedeutung eines technischen und eines natürlichen Landschaftselements für das Landschaftsbild.



Das Bundesverwaltungsgericht hat den "für die Schönheiten der natürlich gewachsenen Landschaft aufgeschlossenen Durchschnittsbetrachter" als einen wichtigen Maßstab der Landschaftsbildbewertung festgelegt (BVerwG NuR, 1991 S. 124,127). Es hat damit einerseits dem subjektiven Charakter dieser Bewertung Rechnung gezollt, andererseits mit der erfordernten Durchschnittlichkeit aber auch ein im weiten Konsens und quasi intersubjektiv geteiltes Verständnis verlangt.

Eine standortunabhängige, vorgreifende Landschaftsbewertung von Leitungstrassen kann nur die vorrangigsten Aspekte berücksichtigen und orientiert sich zweckmäßiger Weise somit an der groben Unterscheidung von Wirkzonen. Die Wirkung von Landschaftselementen auf den Betrachter nimmt ausgehend vom Vordergrund, in dem noch Details erlebbar sind, über den Mittelgrund bis zum Hintergrund, in dem landschaftliche Großelemente nur noch silhouettenhaft wahrgenommen werden, zunächst langsam, dann immer schneller ab, um sich schließlich ganz aufzulösen (NOHL 1993 S. 11). Die von NOHL zugrunde gelegte Unterscheidung von drei ästhetischen Wirkzonen exponentiell abnehmender Eindrucksstärke, nämlich einer Nahzone, einer Mittelzone und einer Fernzone, wird von vielen anderen Fachgutachtern geteilt - allerdings variiert die Anzahl und Abgrenzung dieser Zonen. Zum Vergleich werden im Folgenden Werte eines für 110 kV-Freileitungen vorgestellten Modells genannt, welches von einem vertikalen menschlichen Blickfeld von 37° ausgeht (GEO et al. 2009 S. 119 ff.).

Auch bei der Planung von ebenfalls "mastenartigen" Windenergieanlagen wird verschiedentlich ein mehrstufiges Wirkzonenschema verwandt, um unerhebliche von erheblichen Landschaftsbildbeeinträchtigungen zu unterscheiden. Da die Diskussion um Landschaftsbildwirkungen von Windenergieanlagen in Deutschland seit mindestens zwei Jahrzehnten intensiv geführt wird und inzwischen bundesweit omnipräsent ist, kann ein Abgleich nur hilfreich sein, um auch im Hinblick auf "mastenartige" Freileitungen Sicherheit in der Beurteilung von Beeinträchtigungen der Landschaftsbildqualität zu entwickeln. Im Folgenden wird daher zum Abgleich mit der Bewertungspraxis an Windenergieanlagen ein an einem vertikalen Sehwinkel des menschlichen Auges von 26° oberhalb der Erdoberfläche orientiertes Zonierungsmodell heran gezogen, welches vom WIRTSCHAFTSMINISTERIUM DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (2001) in der sogenannten "Windfibel" erstveröffentlicht und u.a. über den Winderlass des Landes Schleswig-Holstein (2003) breite Praxisrelevanz gewonnen hat. Die im "Windfibel"-Modell verwendeten Vergleichswerte werden hier auf Stromleitungsmasten mit einer durchschnittlichen Leitungsmasthöhe von 55 m umgerechnet.

## **Nahzone**

Bei NOHL (1993) umfasst die visuell dominante Nahzone eine Kreisfläche mit 200 m Radius um den Mast. Hier nimmt die Freileitung einen großen Anteil des Blickfeldes ein, die Masten überragen die Horizontlinie deutlich und die Trasse tritt als zusammenhängende Struktur in Erscheinung. Die gesamte Anlage beherrscht somit den Landschaftsbildeindruck.

Nach dem Modell von GEO et al. (2004) würde die dominante Nahzone für Freileitungen bei einem 55 m hohen Mast etwa 440 m weit reichen.

Nach dem Windfibel-Modell wäre für Windenergieanlagen eine zweigeteilte Nahzone zu berücksichtigen. In der ersten Zone wäre für eine Gesamthöhe von 55 m die erste Nahzone bereits bei 110 m abgeschlossen. In dieser Zone ist der Abstand zur Wahrnehmung der vollen Objektgröße zu klein, das Bauwerk ist nur durch Umherblicken erkennbar. Eine zweite Nahzone, die sog. Blickbindungszone, würde bis etwa 220 m reichen. In dieser Zone nimmt die Anlage nach diesem Modell etwa ein Ganzes bis ein Halbes des vertikalen Blickfeldes ein.

Da die Entfernung von bis zu ca. 220m (Masthöhe x 4) zum Eingriffsobjekt sowohl von älteren wie von jüngeren Studien als Nahzone bestätigt wird, gehen auch wir im Folgenden von diesem Maß aus.

## **Mittelzone**

Bei NOHL (1993) umfasst die Mittelzone eine Ringfläche, die von 200 m (Nahzone) bis 1.500 m reicht.

Dem NIEDERSÄCHSISCHEN LANDKREISTAG (2009, S.13) zufolge ist bei Freileitungen mindestens ein Abstand bis 1.500 m beiderseits der Trasse als erheblich beeinträchtigt anzusehen.

In dem von GEO et al. (2004) vorgestellten Modell ist die Mittelzone eine subdominante Zone, die für einen 55 m hohen Mast von 440 m bis etwa 1.100 m reicht. Die Freileitung sei im Blickfeld deutlich zu erkennen, aufgrund der geringeren scheinbaren Größe und von Sichtverschattungen aber nicht mehr für den Landschaftsbildeindruck beherrschend. Einzelheiten wie einzelne Leiterseile würden nicht mehr (unwillkürlich) aufgelöst und erkannt, der Anteil im Blickfeld sei >10% (GEO et al. 2004 S. 119).

Die Mittelzone reicht nach dem Windfibel-Modell für eine Windenergieanlagenhöhe von 55 m von etwa 220 m bis 440 m. In diesem Bereich sei noch eine dominante Vollansicht gegeben. Das Bauwerk nimmt danach 1/2 bis 1/4 des Blickfeldes ein, und der volle Umriss der Objektgestalt sei mit einem Blick erfassbar.

Die Mittelzone wird i. Allg. als der in jedem Fall noch erheblich beeinträchtigte Flächenbereich angesehen. Es wird an dieser Stelle deutlich, dass die Mittelzone in der Praxis der Landschaftsbildanalyse für Windenergieanlagen mit bis zu 440 m deutlich schmaler ausgelegt wird, als dies NOHL (1993) und NLT (2009) für Höchstspannungsfreileitungen für angemessen halten. Aus Gründen der Vergleichbarkeit sollte unserer Auffassung nach eine Bemessung der Mittelzone für Freileitungsmasten (55m) 1.100 m (Masthöhe x 20 wie GEO et al.) nicht überschreiten.

### **Fernzone**

Bei NOHL (1993) umfasst die Fernzone eine immer noch als "Wirkzone" anzusprechende Ringfläche, die von 1.500 m bis 10.000 m reicht. Als zunehmend unbedeutendere Zone kann sie jedoch vielfach vereinfachend auf 5.000 m reduziert werden.

Nach dem von GEO et al. (2004) vorgestellten Modell ist für einen 55 m hohen Mast in einer Entfernung von 1.100 m bis 2.200 m von einer zwar marginalen, aber dennoch erheblichen negativen Veränderung des Landschaftsbildes auszugehen (GEO et al. S. 119). Aufgrund des größeren Abstands und der i.Allg. auch stärkeren Sichtverschattung sei die Freileitung in dieser Entfernung nicht mehr für den Landschaftsbildeindruck prägend. Oft seien nur einzelne Abschnitte der Leitung oder obere Teile der Masten sichtbar. Der Anteil im Blickfeld beträgt >5%.

Als der Fernzone zuzurechnender Bereich ist dem Windfibel-Modell zufolge der "Hintergrund" anzusehen, welcher für eine Anlagenhöhe von 55 m von etwa 440 m bis 1.100 m reicht. Die Ansicht wird in diesem Modell als subdominant beschrieben, die Anlage nimmt 1/4 bis 1/10 des Blickfeldes ein. Auch in dieser Zone wird bei der Windenergieanlagenplanung von geringeren Abständen ausgegangen, als von NOHL und NLT für die Freileitungsplanung empfohlen.

Der Vergleich macht deutlich, dass sich die Auffassungen über die Ausdehnung der Fernzone deutlich unterscheiden. Da es sich hierbei um auslaufende Wirkungen handelt, geht es faktisch um nur geringe Wertunterschiede. Der nach dem Modell von GEO et al. berechnete Wert von 2.200 m (Masthöhe x 40) erscheint als ein praktikabler Kompromiss zwischen landschaftlicher Bedeutung und Untersuchungsaufwand.

### **Nicht signifikanter Bereich**

Der nicht signifikante Bereich beginnt nach NOHL (1993) ab 10.000 m bzw. verkürzt 5.000 m.

In dem von GEO et al. (2004) vorgestellten Modell ist eine Fernwirkung, in der der Anteil der Anlage <5% ist, nicht mehr signifikant. Bei einem 55 m hohen Mast entspricht dies einer Entfernung vom mehr als 2.200 m.

Nach dem Windfibel-Modell reicht die "Fernsichtzone" von einer Anlagenhöhe <10% des vertikalen Blickfeldes (hier 26° ab Erdboden) bis zum Ende der Wahrnehmbarkeit. Nach diesem Modell beginnt diese Zone für einen 55 m hohes Bauwerk bereits bei 1.100 m.

### **Vorbelastungen**

Vorbelastungen können abschwächende oder verstärkende Wirkung auf die landschaftsästhetische Erheblichkeit des Eingriffs haben. Als Vorbelastungen kommen v.a. bestehende Freileitungstrassen in Betracht, die sowohl ersetzt wie ergänzt werden können. Darüber hinaus sind v.a. andere mastenartige Eingriffe, wie z.B. Kraftwerke, Funktürme oder Windenergieanlagen als Vorbelastungen anzusprechen. NOHL (1993 S. 25) differenziert 3 Fälle der visuellen Wirkung einer Vorbelastung:

- Die Neulast ist gegenüber der Vorlast in ihrer visuellen Wirkung erkennbar schwächer (aber deutlich wahrnehmbar). Dabei wird die Erheblichkeit des Eingriffs durch die Vorlast abgemildert.
- Die Neulast besitzt in etwa gleiche visuelle Wirkungen wie die Vorlast. Die Erheblichkeit vergrößert sich dann deutlich durch die Vorlast.
- Die Neulast ist gegenüber der Vorlast erkennbar stärker. Wie im ersten Fall wird die Beeinträchtigung durch die Vorlast abgemildert, ist aber – absolut gesehen – größer als im ersten Fall.

### **Schutzwürdigkeit**

Die Schutzgebietskaskade des Bundesnaturschutzgesetzes, §§ 23 -32, kann in einer überschlägigen Orientierung als ein hinreichender Indikator für den ästhetischen Eigenwert der Landschaft sowie für ihre visuelle Verletzlichkeit herangezogen werden.

#### **3.6.2.3 Beeinträchtigungen des Ortsbildes**

Beeinträchtigungen des Ortsbildes sind Landschaftsbildbeeinträchtigungen im besiedelten Raum. Sie werden nicht mit der im Außenbereich üblichen Methodik erfasst. Sie entstehen vorwiegend aus einer Unmaßstäblichkeit von Bauwerken gegenüber der vorhandenen Siedlungsbebauung oder werden durch visuelle Zerschneidungseffekte hervorgerufen. Bei Höchstspannungstrassen kann im visuell

dominanten Nahbereich von etwa 220 m an einer ansonsten nicht vorbelasteten Wohnsiedlung eine Beeinträchtigung durch Masten und Leitungsführungen angenommen werden. Geräusche durch Koronaentladungen und Windsurren verstärken die Beeinträchtigungen. Anwohner verweisen vielfach auf sinkende Grundstückspreise in der Nähe neu errichteter Freileitungen, die v.a. als Resultat einer Ortsbildbeeinträchtigung aufzufassen sind.

### **3.6.4 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Die Minderung bzw. der Ausgleich einer Landschaftsbildbeeinträchtigung durch Freileitungen ist nur in engen Grenzen möglich. Hierzu besagt das BVerwG, Urteil vom 27.09.1990 – 4 C 44.8: „Eine Kompensation der erheblichen Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes bzw. die Wiederherstellung des Landschaftsbildes scheidet bei mastenartigen Eingriffen aufgrund ihrer optischen Wirkungen in der Regel aus. Eine landschaftsgerechte Neugestaltung ist nur dann möglich, wenn ein Zustand hergestellt wird, der den vorher vorhandenen Zustand in weitest möglicher Annäherung fortführt, d.h. in gleicher Art, mit gleichen Funktionen und ohne Preisgabe wesentlicher Faktoren des optischen Beziehungsgefüges.“

Aus der obigen Einleitung ergibt sich, dass die Schonung landschaftlich hochwertiger Naturräume durch eine frühzeitig ausweichende Trassenplanung oder durch die Wahl der Erdkabelalternative den Schwerpunkt der im Hinblick auf das Schutzgut Landschaftsbild zu erwägenden Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen darstellen muss. Eine brauchbare Variante der Schonung hochwertiger Naturräume ist die Bündelung der Trasse mit anderen technischen Strukturen wie etwa Bundesautobahnen und vorhandenen Freileitungstrassen. Bestenfalls ergeben sich auf diese Weise nur geringe Zusatzbelastungen.

Sind die Möglichkeiten der Trassierung ausgeschöpft, lassen sich das Landschaftsbild beeinträchtigende Wirkungen in geringem Umfang noch durch technisch-gestalterische Mittel minimieren. Wo an Waldstandorten z.B. die Schneisenwirkung im Vordergrund steht, kann erwogen werden, ob eine Waldüberspannung mit Hilfe höherer Masten eine Minderung der Landschaftsbildbeeinträchtigung bedeuten würde.

IBU (2007, S. 474 ff.) und GEO et al. (2009, S. 122) zufolge lassen sich visuelle Beeinträchtigungen insbesondere durch geringe Masthöhen (Einebenenmasten statt Donaumasten), gerade Leitungszüge und ggf. durch eine geeignete farbliche Gestaltung der Maste realisieren. Diesen Autoren zufolge lassen sich Masthöhen bspw. durch einen Verzicht auf die Mastspitze und (soweit möglich) auf die Mitführung des Erdseils auf der Traverse verringern.

Durch das Zulassen von natürlicher Sukzession an den Maststandorten und auf den Schneisen im Rahmen eines ökologischen Trassenmanagements (DEUTSCHE UMWELTHILFE 2010) kann die visuelle Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Trassenbauwerke zusätzlich vermindert werden. Abpflanzungsmaßnahmen an Maststandorten und Nebenanlagen sowie an sichtbeeinträchtigten Blickstandorten sind ein letztes Mittel der möglichen Verminderung von Landschaftsbildbeeinträchtigungen.

### **3.7 Auswirkungen von Freileitungen auf Kultur- und Sachgüter**

#### **3.7.1 Auswirkungen während der Bauphase**

Mit den Bauarbeiten an Freileitungstrassen können Kulturdenkmäler, insbesondere archäologische Denkmäler wie etwa Grabhügel, gefährdet sein.

#### **3.7.2 Auswirkungen durch Anlage und Betrieb**

Durch die Anlage einer Freileitung kann es in der Nähe von Kulturdenkmälern, bspw. Grabhügel oder Kirchen, zu visuellen Beeinträchtigungen kommen, die nach Möglichkeit bereits bei der Planung der Maststandorte und Leitungstrasse ausgeschlossen werden. Die im Abschnitt zum Landschaftsbild dargestellte Zonierung ist auch für die Beurteilung visueller Beeinträchtigungen von Kulturgütern sinnvoll (vgl. Abschn. 3.6).

#### **3.7.3 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Die angemessenen Maßnahmen zur Minderung von Beeinträchtigungen des Schutzgutes Kultur- und Sachgüter beim Bau von Freileitungen sind in Abschn. 2.7.3 dargestellt.

### **3.8 Auswirkungen von Freileitungen auf die Luft und das Klima**

#### **3.8.1 Auswirkungen während der Bauphase**

Der Bau von Freileitungen hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Schutzgüter Luft und Klima. Während der Bauphase entstehen IBU (2007, S. 337) zufolge erhöhte Abgasemissionen und bei langanhaltender Trockenheit auch Staubemissionen in Folge des Einsatzes von Fahrzeugen und Baumaschinen. IBU (vgl. 2007, S. 337) zufolge führen diese Emissionen zu kurzzeitigen und kleinräumigen Immis-



sionen, die jedoch keine nachhaltigen und negativen Veränderungen auf die klimatischen Verhältnisse haben.

### **3.8.2 Auswirkungen während Anlage und Betrieb**

In der Betriebsphase von Freileitungen kann es bei Koronaentladungen zu einer Ionisierung von Luftmolekülen und dadurch zu einer Entwicklung von Oxidantien wie z.B. Ozon und Stickoxide kommen (JARASS et. al. 1996, S. 21; IBU 2007). Die entstandenen Ionen können bis zu einem Abstand von mehreren Kilometern nachgewiesen werden (vgl. GEO 2009, S. 26). Die Korona-Effekte tragen jedoch nur wenig zu dem in Ballungsräumen durch Photooxidantien erzeugten bodennahen Ozonpegel bei, sodass sie i. Allg. nicht als eine nachhaltige Beeinträchtigung der lufthygienischen Situation angesehen werden (vgl. Jarass et. al. 1996, S. 21; IBU 2007, S. 337).

Als Folge von Waldabtrieb zur Anlage von Freileitungstrassen kann es zu mikroklimatischen Veränderungen kommen. Entstehen bspw. auf stärker geneigten, bewaldeten Hängen rund um Siedlungen hangparallel Waldschneisen, so kommt es zu neuen oder erhöhten Kaltluftabflüssen, die insbesondere bei Inversionswetterlagen zur Verbesserung der lufthygienischen Situation führen können. (vgl. IBU 2007, S. 338). Ortsweise wird das Kleinklima durch Minimierung der Waldfläche und Schneisenbildung geringfügig verändert. Dadurch kann im Extremfall auch das Waldinnenklima beeinträchtigt sein. Denkbar ist auch eine Beeinträchtigung durch erhöhte Sonnen- und Windeinwirkungen an den Schneisenrändern (MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND TOURISMUS MECKLENBURG-VORPOMMERN 2008). Schwerwiegende Beeinträchtigungen auf die Schutzgüter Luft und Klima sind durch Auswirkungen von Freileitungen in der Regel jedoch nicht zu erwarten (vgl. NLT 2009, S. 11).

### **3.8.3 Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen**

Die angemessenen Maßnahmen zur Minderung von Beeinträchtigungen des Schutzgutes Klima und Luft beim Bau von Freileitungen sind in Abschn. 2.8.3 dargestellt.

## **3.9 Wechselwirkungen**

### **3.9.1 Wechselwirkungen durch Bündelung von Vorhaben**

Zwischen Naturgütern bestehen regelmäßig Wechselwirkungen, so dass auch Beeinträchtigungen einzelner Naturgüter durch Wirkungsverlagerungen und Se-



kundärwirkungen als Störung des Gesamtgefüges begriffen werden können. Vorliegende Umweltverträglichkeitsuntersuchungen zeigen bei Freileitungsvorhaben, dass Sekundärwirkungen im Allgemeinen offenbar nicht die Qualität einer erheblichen Beeinträchtigung erreichen (ERM 2010, C4.7.1; ERM 2010a, C4.7.1). In jedem Fall sind diese Fragestellungen sehr einzelfallspezifisch.

Neben den Sekundärwirkungen, die über die ökologische Vernetzung der einzelnen Naturgüter transportiert werden, werden Wechselwirkungen darüber hinaus auch in Verbindung mit den Umweltauswirkungen anderer Bauten, Einrichtungen und Planungen relevant. Die unterschiedlichen Umweltauswirkungen können sich dabei addieren und potenzieren, aber auch vermindern oder sogar aufheben. Durch Bündelung eines Freileitungsvorhabens mit anderen linearen Anlagen bzw. Bauvorhaben können einerseits die zusätzlich zu erwartenden Umweltwirkungen auf ein Minimum reduziert werden. Andererseits sind gerade aufgrund der absichtlich herbeigeführten Nähe einer anderen Anlage auch mögliche negative Wechselwirkungen zu beachten.

### **3.9.2 Bündelung und Wechselwirkungen während der Bauphase**

Bei der Verlegung einer Freileitungstrasse entlang einer Straße oder eines Schienenweges kann auf diesen Strecken auf die Herstellung von Zuwegungen zu den Maststandorten verzichtet werden. Die Umweltauswirkungen der Bauphase treffen auf durch die Verkehrsstrecke deutlich vorbelastete Bereiche und sind daher gegenüber einer isolierten Trasse reduziert.

Die Bündelung eines Freileitungsvorhabens mit anderen linearen Anlagen, bspw. Rohrleitungen, Kommunikationsleitungen, Drainageleitungen oder Freileitungen einer anderen Spannungsebene kann ebenfalls eine Wirkungsreduzierung aufgrund der Inanspruchnahme bereits vorbelasteter Flächen erzeugen.

Negative Wechselwirkungen sind während der Bauphase wechselseitig durch versehentliche Beschädigungen der dicht benachbarten Anlagen denkbar.

### **3.9.3 Vorhabensbündelung und Wechselwirkungen durch Anlage und Betrieb**

Bei der Bündelung von Freileitungstrassen mit linienhaften Infrastrukturen können sich bei Anlage und Betrieb gegenüber isolierten Trassen erhebliche Wirkungsreduktionen ergeben (vgl. Berichtsteil Recht, Abschn. 1.5.3). Dies gilt insbesondere für Wirkungen auf den Menschen, auf Arten und Biotope sowie auf das Landschaftsbild. Umweltentlastende Wirkungen können z.B. durch die kombinierte und dadurch insgesamt flächenreduzierte Freihaltung von Gehölzen im

Trassenbereich erzielt werden. Im Idealfall treffen gleichartige Wirkungen zusammen und ergeben nur geringe kumulative Effekte.

Zur Bündelung sind insbesondere linienhafte Infrastrukturtrassen mit erheblichen Umweltvorbelastungen geeignet wie:

- Vorhandene Freileitungstrassen
- Bundesstraßen, Bundesautobahnen
- Schienenwege für den Zugverkehr, insbesondere elektrifizierte Bahnstrecken
- Gasversorgungsleitungen
- Rohrleitungsanlagen zum Befördern von Wasser.

Negative Wechselwirkungen bei der gebündelten Verlegung von Freileitungen mit anderen linienhaften Infrastrukturtrassen sind insbesondere an folgenden Punkten denkbar:

- Magnetfelder können Induktionsspannungen und damit Korrosionen in sehr nahe gelegenen metallischen Anlagen verursachen (ggf. durch Potenzialsteuerung bzw. Erdung vermeidbar).
- Die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes kann durch Bündelung mit einer bestehenden Freileitungstrasse unverhältnismäßig gesteigert werden (NOHL 1993 S. 25).
- Die kumulative Belastung aufgrund unterschiedlicher Beeinträchtigungsfaktoren kann für benachbarte Nutzungen, bspw. Wohnnutzung, ein zumutbares Maß überschreiten.

## 4 Synoptische Bewertung der Umweltbelange

Die Bewertung der zu erwartenden Umweltfolgen bei Bau und Betrieb von Erdkabelleitungen sowie von Freileitungen wird regelmäßig im Rahmen ausführlicher Umweltverträglichkeitsuntersuchungen durchgeführt, die im jeweiligen Zulassungsverfahren vorgeschrieben sind. Erst im Rahmen einer solchen, die örtlichen Gegebenheiten berücksichtigenden Untersuchung, können die zu erwartenden Umweltwirkungen angemessen konkretisiert werden. Die im Folgenden aufgeführten tabellarischen Einschätzungen auf Basis der vorhergehenden Textabschnitte sollen solche Umweltuntersuchungen natürlich weder vorwegnehmen noch ersetzen. Sie sind vielmehr als eine grobe Orientierung für die ersten Planungsschritte vorgesehen, die auf dem heutigen Wissens- und Erfahrungsstand zu den einzelnen Umweltschutzgütern einer frühzeitigen Vermeidung vorhersehbarer Planungskonflikte dienen. Um Missverständnissen bei der Handhabung der Tabellen vorzubeugen, hier einige kurze Erläuterungen:

- Die Inhalte entsprechen dem Umweltverständnis des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG). Dabei sind vereinzelte Punkte von geringer Planungsrelevanz, wie "Luft, Klima", außen vor gelassen worden. Informationen, die in einem frühen Planungsstand i. Allg. nicht oder nur lückenhaft vorliegen, z.B. über das Vorkommen seltener EU-rechtlich geschützter Arten, wurden entweder in einer Sammelgruppe zusammengefasst, oder mit dem Zusatz "Wenn Vorkommen bekannt" versehen. Der besseren Übersichtlichkeit halber sind die Tabellen knapp gehalten. Weitere Differenzierungen, bspw. zwischen Offenland und Waldstandorten wären nur auf Kosten der Übersichtlichkeit möglich.
- Es handelt sich hier tendenziell um Konfliktpunktlisten. Vorsorglich werden eine Reihe möglicher Restriktionen abgeprüft, deren tatsächliches Vorkommen ungewiss ist. Problemlose Planungsbedingungen werden der besseren Übersichtlichkeit halber nicht abgebildet.
- Die Listen sind ggf. im Einzelfall auf diejenigen Sachverhalte anzupassen, die im jeweiligen Planungsfall und im jeweiligen Bundesland belastbar und vergleichbar in einem frühen Planungsstadium vorliegen. Auch mag es im Einzelfall ratsam sein, die 5-stufige Skalierung auf eine plakativere 3-stufige Skalierung zu reduzieren.
- Vorbelastungsaspekte wie z.B. Bündelungs- und Ersatzneubauaspekte sind sehr einzelfallspezifisch und daher nicht in die Bewertungslisten eingegangen. Ihre tabellarische Darstellung dürfte sich als zu komplex erweisen. Die Darstellung der Tabellen bezieht sich in dieser Form auf die Findung „neu-

er“ Trassen. Im Fall von Vorhaben zur Bündelung oder für Ersatzneubau können die Tabellen als planerische Grundlage zur Entwicklung eines entsprechend angepassten Systems herangezogen werden.

- Es wurde bewusst eine symbolische Darstellung der einzelnen Bewertungsstufen gewählt, um einer Gesamtsaldierung durch eine mathematisch unzulässige Addition ordinaler Rangstufen vorzubeugen. Eine Gewichtung der im Einzelnen aufgeführten Kriterien sollte, wenn nicht bereits durch Gesetze und Verordnungen vorgegeben, im politischen Entscheidungsprozess bzw. in den entsprechenden Zulassungsverfahren unter Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgen.
- In umstrittenen Sachfragen, wie hier der Umwelteignung von Erdkabeln oder Freileitungen, werden unliebsame Bewertungen schnell als tendenziös verunglimpft. Dem stellen wir uns mit diesen Bewertungstabellen gerne. In der unten aufgeführten Übersichtstabelle haben wir die Anzahl der Nennungen in den einzelnen Bewertungsstufen für Erdkabel und Freileitung (Ergebnisspalte "Klassifizierung" der folgenden Tabellen) gegenübergestellt. Wir stellen fest, dass die Skala der Bewertungen für beide Leitungsarten weit ausgenutzt wird und Bewertungsschwerpunkte (mehr positive Bewertungen für Erdkabel) nicht verkennen lassen, dass beiden Technologien auch deutlich nachteilige Bewertungen zukommen. Auf dieser Basis halten wir unsere Bewertungen für ausgewogen und den Umweltaspekten angemessen.
- **Tabelle 18:** Anzahl der Bewertungseinstufungen für Erdkabel und Freileitung. Dabei werden die möglichen Vermeidungs- u. Verminderungsmaßnahmen mitberücksichtigt (Ergebnisspalte "Klassifizierung" der folgenden Tabellen).

Bewertung	Anzahl der Einstufungen (Spalte Klassifizierung)									
	Erdkabel					Freileitungen				
	--	-	~	+	++	--	-	~	+	++
Gesundheit und Wohlbefinden		1		1	2		1	2	1	
Landschaftsbild				3	1		3	1		
Tiere und Pflanzen			2	2			1	1	2	
Schutzgebiete			2				2			
Biotope		1	1	1			1	1		1
Böden		2	1					2	1	
Grundwasser, Oberflächengewässer		3	1					3	1	
Kulturgüter, sonst. Sachgüter			1	1	1		1	2		
<b>Summe</b>		<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>4</b>		<b>9</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>1</b>

**Legende zu den folgenden Bewertungstabellen****Vor dem Schrägstrich (Bewertung ohne Vermeidungs- u. Minderungsmaßnahmen):**

- ++ Sehr gut geeignet (wenige bis keine Auswirkungen auf die Umwelt),
- + Gut geeignet (übliche Auswirkungen auf die Umwelt),
- ~ Geeignet unter bes. Umständen (z.B. Auswirkungen können minimiert werden),
- Wenig geeignet (erhebliche Umweltauswirkungen zu erwarten),
- Ungeeignet (dauerhafte erhebliche Umweltauswirkungen zu erwarten)

**Nach dem Schrägstrich (Bewertung inkl. Vermeidungs- u. Minderungsmaßnahmen):**

/\*( ...) Eignung (siehe oben) nach Durchführung von Minderungs-/Vermeidungsmaßnahmen

**Bewertungstabelle 1: Gesundheit und Wohlbefinden (Mensch)**

GESUNDHEIT UND WOHLBEFINDEN	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Nahbereich</b> <b>(unter- bzw. oberhalb der Leitung)</b>	+	- -/*-	- -/*-	+	- -/*-	- -/*-
	Gefährdungen im normalen Bauablauf vermeidbar	Max. Auslastung kann den Grenzwert der 26. BIm-schV. für magn. Felder (Dauerexposition) erreichen; vermindert z.B. durch Rohrverlegung	Grenzwerte gem. Strahlenschutzkommission nicht ausschöpfen, Dauerexposition vermeiden	Gefährdungen im normalen Bauablauf vermeidbar	Grenzwert der 26. BIm-schV. für elektrische Felder (Dauerexposition) kann bei max. Auslastung erreicht werden; Minderung d. höherer Leitungen	Grenzwerte gem. Strahlenschutzkommission nicht ausschöpfen, Dauerexposition vermeiden
<b>2</b> <b>Umgebung von Wohngebäuden bis 400 m Abstand im Innenbereich gem. §34 BauGB</b>	-/*~	+	+	-/*~	~	~
	Bei Minderung der Schall- u. Staubemissionen zumutbare Beeinträchtigungen	Aufgrund deutlicher Abnahme der magn. Felder ab 10 - 15 m gut geeignet	Erdkabel ist Ziel des nieders. LROP. EnLAG § 2 Abs. 2 legt dies ins Ermessen der Zulassungsbehörde	Bei Minderung der Schall- u. Staubemissionen Beeinträchtigungen zumutbar	Nach 20 - 40 m deutliche Abnahme magn. Felder	Gem. 26. BIm-schV zulässig, EnLAG § 2 Abs. 2 u. nieders. LROP stellen hier jedoch erhöhte Betroffenheit fest
<b>3</b> <b>Umgebung von Wohngebäuden bis 200 m Abstand im Außenbereich gem. §35 BauGB</b>	+	++	++	+	~	~
	I. Allg. geringfügige Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen	Aufgrund deutlicher Abnahme der magn. Felder ab 10 - 15 m sehr gut geeignet	Erdkabel ist Ziel des nieders. LROP. EnLAG § 2 Abs. 2 legt dies ins Ermessen der Zulassungsbehörde	I. Allg. geringfügige Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen	nach 20 - 40 m deutliche Abnahme magn. Felder	Gem. 26. BIm-schV zulässig, EnLAG § 2 Abs. 2 u. nieders. LROP stellen hier jedoch erhöhte Betroffenheit fest
<b>4</b> <b>Außerhalb der unter 2 u. 3 genannten Abstände</b>	+	++	++	+	+	+
	I. Allg. Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen marginal	Beeinträchtigungen menschlicher Gesundheit sehr unwahrscheinlich	Unter Umweltschutzaspekten sehr geeignet	I. Allg. Beeinträchtigungen durch Baumaßnahmen marginal	Gem. 26. BIm-schV zulässig, Vorsorgekriterien des EnLAG u. niedersächs. LROP eingehalten	Kontr. Diskussion jed. Schwellenwerte des EnLAG u. nieders. LROP eingehalten

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - www.oecos.com



**Bewertungstabelle 2: Landschaftsbild**

LANDSCHAFTSBILD	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Hochwertiges Landschaftsbild</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	-/*~ Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	-/*~ Beeinträchtigungen in Gehölzen durch ca. 12 m - 25 m breite Schneise sichtbar, durch Trassenmanagement verminderbar	-/*+ Sensible Räume sind zu meiden, gute Eignung im Offenland	-/*~ Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung z.T. vermeid- u. verminderbar	--/*- Beeinträchtigung durch Masten, Leitungsstränge u. in Gehölzen 40 m - 70 m breite Schneisen. Minderungspotenzial gering	--/*- Wenig geeignet aufgrund unvermeidlicher visueller Wirkung
<b>2</b> <b>Hochwertiges Landschaftsbild</b> <b>Mittelzone (ca. 220 m - 1.100 m)</b>	-/*~ Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	-/*+ Beeinträchtigungen in Gehölzen durch ca. 12 m - 25 m breite Schneise nach Minderung i. Allg. gering	-/*+ Nach Minderung gute Eignung,	--/*~ Temporäre Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	--/*- Beeinträchtigung durch Masten, Leitungsstränge u. in Gehölzen 40 m - 70 m breite Schneise. Minderung durch Trassierung, ggf. Waldüberspannung u. Trassenmanagement	--/*- Geringe Eignung aufgrund partieller Minderungsmaßnahmen möglich
<b>3</b> <b>Hochwertiges Landschaftsbild</b> <b>Fernzone (ca. 1.100 m - ca. 5.000 m)</b>	+ Beeinträchtigung unerheblich	+/*++ Beeinträchtigungen in Gehölzen durch ca. 12 m - 25 m breite Schneise nach Minderung i. Allg. marginal	+/*++ Nach Minderung sehr gute Eignung,	~ Temporäre Beeinträchtigung weitgehend unerheblich	~ Sichtbare Masten in Gehölzen 40 m - 70 m breite Schneise bzw. Waldüberspannung. Beeinträchtigung Frage des Einzelfalls	~ Eignung aufgrund großer Entfernung möglich, jedoch Einzelfallfrage
<b>4</b> <b>Ortsbild an Wohnsiedlungen</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	~ Beeinträchtigung zumutbar	+ I. Allg. keine Beeinträchtigung	+ I. Allg. keine Beeinträchtigung	- Visuelle Beeinträchtigung wahrscheinlich, kaum verminderbar	- Visuelle Beeinträchtigung wahrscheinlich, kaum verminderbar	- Geringe Eignung ohne wirksame Minderungsmaßnahmen

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

**Bewertungstabelle 3: Tiere und Pflanzen**

TIERE UND PFLANZEN	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
1 Avifauna	-/ * ~	+	-/ * +	-/ * ~	-- / * -	-- / * -
	Störungen bei Rast u. Brut, ggf. Habitatverlust. Durch div. Maßnahmen, z.B. Feintrassierung und entspr. Terminierung, vermeid- u. verminderbar	Ggf. Beitrag zur Lebensraumvielfalt (Waldschneisen)	Potenzielle Störungen sind i. Allg. vermeid- u. verminderbar	Störungen bei Rast u. Brut, ggf. Habitatverlust. Durch div. Maßnahmen, z.B. Feintrassierung und entspr. Terminierung vermeidbar	Vogelschlag, Scheuchwirkung Habitatverlust u. -zerschneidung möglich Verminderung v.a. durch Erdseilmarkierungen und Trassenmanagement	Auch nach Minderung ungünstige Auswirkungen
2 Fledermäuse	-/ * ~	-/ * +	-/ * +	-/ * ~	-/ * ~	-/ * ~
	Bei Rodung ggf. Tötung, Störung, Habitatverlust. Minderung möglich durch Umsiedlung, Bauzeitenregelung etc.	Habitatverlust durch Schneisenfreihaltung, Minderung möglich. Geringe Schneisenbreite positiv, ggf. Zunahme an Lebensraumvielfalt	Potenzielle Beeinträchtigungen sind i. Allg. verminderbar	Bei Rodung ggf. Tötung, Störung, Habitatverlust. Minderung durch Umsiedlung, Bauzeitenregelung etc.	Kein Kollisionsrisiko (Ultraschallorientierung) Deutlicher Habitatverlust durch 40 m - 70 m Schneise wenn nicht Waldüberspannung	Potenzielle Beeinträchtigungen sind i. Allg. verminderbar
3 Sonstige geschützte Tierarten (soweit Vorkommen bekannt)	- / * ~	~	-/ * ~	-/ * +	~	-/ * +
	Ggf. hohe Verluste in immobilen Stadien, Störung u. Habitatverlust durch z.B. Feintrassierung vermeidbar	Ggf. Beitrag zur Lebensraumvielfalt (z.B. Waldschneisen) aber auch Lebensraumverlust möglich	Potenzielle Beeinträchtigungen, i. Allg. Minderung möglich	Verluste in immobilen Stadien, Störung u. Habitatverlust durch z.B. Maststandortwahl vermeidbar	Ggf. Beitrag zur Lebensraumvielfalt (z.B. Waldschneisen) aber auch Lebensraumverlust möglich	Potenzielle Beeinträchtigungen, i. Allg. Minderung möglich
4 Geschützte Pflanzen (soweit Vorkommen bekannt)	-- / * -	~	-- / * ~	-/ * ~	+	-/ * +
	Zerstörung von Wuchstandorten aufgrund durchgehender Trasse möglich, Minderung möglich	Beeinträchtigungen durch Standortveränderungen (Wärme, Freihaltung) nur im Einzelfall beurteilbar	I. Allg. hohe Eingriffsintensität insbes. Bauphase i. Allg. verminderbar	Zerstörung von Wuchstandorten v.a. bei Mastbau, sonst Überspannung	Geringe Beeinträchtigung im Offenland, Standortverlust allenfalls im Wald	I. Wald hohe Eingriffsintensität i. Allg. vermeidbar

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

**Bewertungstabelle 4: Schutzgebiete**

SCHUTZGEBIETE	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Streng geschützte Gebiete wie Naturschutzgebiete, Nationalparke, FFH-/EUUV-Gebiete, Biosphärenreservate (Zone 1+2), RAMSAR-Gebiete, gesetzlich geschützte Biotopie gem. § 30 BNatSchG</b>	<b>- -/*-</b>  Grundsätzlich freizuhalten, wg. durchgängiger Bodenveränderung Verlust besonders schützenswerter Lebensräume. Nur in Ausnahmen Minderung möglich	<b>- -/*-</b>  In Gehölzen bleibt 12-25 m Schneise. Freihaltung des Trassenkorridors ist Beeinträchtigung der Lebensräume. Nur in Ausnahmen Minderung möglich	<b>- -/*~</b>  Baulicher Eingriff wirkt über die Bauphase hinaus. Erhebliche Auswirkungen trotz Minderungsmaßnahmen auf vergleichbar geringer Fläche	<b>- -/*-</b>  Grundsätzlich freizuhalten, wg. breiter Trasse u. kleinräumiger Bodenveränderung Verlust besonders schützenswerter Lebensräume. Nur in Ausnahmen Minderung möglich	<b>- -/*-</b>  Durch dauerhafte Masten, Leitungsstränge u. wg. Freihaltung der in Gehölzen 40 m - 70 m breiten Schneise Beeinträchtigung der Lebensräume. Minderung durch Waldüberspannung u. Trassenmanagement eingeschränkt möglich	<b>- -/*-</b>  Baulicher Eingriff wirkt über die Bauphase hinaus. Erhebliche Auswirkungen trotz Minderungsmaßnahmen anlagebedingt u. damit dauerhaft auf vergleichbar großer Fläche
<b>2</b> <b>Weniger streng geschützte Gebiete, insbes. Landschaftsschutzgebiete, Biosphärenreservate (Zone 3), Naturparke</b>	<b>- -/*~</b>  Wg. durchgängiger Tiefbauarbeiten temporäre Beeinträchtigung besonders schützenswerter Landschaftsteile u. Lebensräume. Durch geeignete Maßnahmen Minderung möglich	<b>- -/*~</b>  In Gehölzen bleibt 12-25 m Schneise. Durch Freihaltung des Trassenkorridors in Gehölzen temporäre Beeinträchtigungen. Durch geeignete Maßnahmen. Minderung möglich	<b>- -/*~</b>  Baulicher Eingriff wirkt über die Bauphase hinaus. Negative Auswirkungen können minimiert werden. Nur geeignet unter bes. Umständen	<b>- -/*-</b>  Wg. Anlage breiter Trasse in Gehölzen Beeinträchtigung schützenswerter Landschaftsteile u. Lebensräume. Minderung ggf. eingeschränkt möglich	<b>- -/*-</b>  Durch dauerhafte Masten, Leitungsstränge u. wg. Freihaltung der in Gehölzen 40 m - 70 m breiten Schneise Beeinträchtigung der Lebensräume. Minderung durch Waldüberspannung u. Trassenmanagement eingeschränkt möglich	<b>- -/*-</b>  Anlagebedingte Wirkungen dominieren gegenüber baubedingten. Erhebliche Auswirkungen trotz Minderungsmaßnahmen

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

Bewertungstabelle 5: Biotope

BIOTOPE	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Feuchtgebiete (Hoch- und Niedermoore, Sümpfe, rezente Auen, Gewässerufer)</b> <b>sowie</b> <b>Trockenrasen und spez. Grünlandstandorte</b> <b>mit Gefährdungsstatus 1-2</b>	<b>--/*-</b> Lebensräume nach Eingriff durch Tiefbauarbeiten vielfach schwer bis kaum regenerierbar. Aufwendige Vermeidung durch Unterdükung bis 1.200 m (Stand der Technik)	<b>--/*-</b> gegen Bodenerwärmung extrem sensible Lebensräume; Kabelgraben kann Wasserentzug ermöglichen. Vermeidung / Minderung eingeschränkt möglich	<b>--/*-</b> Eher ungeeignet, Aufwendige Vermeidungsmaßnahmen in der Bauphase erforderlich.	<b>-/*~</b> Lebensräume nach Eingriff durch Mastbauarbeiten schwer bis kaum regenerierbar. Vermeidung durch Standortwahl bzw. Überspannung	<b>-/*~</b> Lebensräume durch Masten, Leitungsstränge u. ggf. Freihaltung breiter Schutzstreifen beeinträchtigt, jedoch im Offenland nur punktuell. Minderung eingeschränkt möglich	<b>--/*~</b> Im Offenland nach Minderung ggf. nur punktuell negative anlagebedingte Auswirkungen
<b>2</b> <b>Gehölzbiotope</b> <b>mit Gefährdungsstatus 1-2 (v.a. großräumige Misch- und Laubwaldbiotope)</b>	<b>--/*-</b> Wg. Schädigung von Vegetation / Biotopverlust (insb. Kleinsäuger- und Vogellebensraum) vielfach schwer regenerierbar. Eingeschränkte Minderung möglich	<b>-/*~</b> Dauerhaft 12-25 m breite Schneise. Freihaltung des Trassenkorridors ist Beeinträchtigung. Durch geeignete Maßnahmen Minderung möglich	<b>--/*~</b> Dauerhafte Auswirkungen auf schmaler Trasse auch bei Minderungsmaßnahmen	<b>--/*-</b> Lebensraumverlust nur schwer regenerierbar. Auf breiter Trasse Minderungspotenzial eingeschränkt, bei Waldüberspannung nur Maststandorte	<b>--/*-</b> Anlage und Freihaltung einer 40 m - 70 m breiten Schneise. Vermeidung allenfalls durch Waldüberspannung, Minderung durch Trassenmanagement nur eingeschränkt möglich	<b>--/*-</b> Dauerhafte Auswirkungen auf breiter Trasse auch bei Minderungsmaßnahmen
<b>3</b> <b>Ackerbaubiotope</b> <b>sowie</b> <b>Intensiv genutzte Grünlandbiotope</b> <b>außer Gefährdungsstatus 1-2</b>	<b>+</b> Bei ausreichender Vorsorge gegenüber Bodenverdichtung gute Regenerierbarkeit nach Bau und Verlegung	<b>~/*+</b> Beeinträchtigungen durch Wärmeentwicklung bei angemessener konstruktiver Auslegung, Temperaturmonitoring etc. voraussichtlich vermeidbar	<b>~/*+</b> Abgesehen seltener örtlicher Ausnahmen bau- und anlage-/betriebsbedingt nur moderate Auswirkungen	<b>++</b> Kleinräumigkeit des Eingriffs	<b>++</b> Keine spezifischen Restriktionen (avifaunistische Eignung gesondert prüfen)	<b>++</b> Abgesehen seltener örtlicher Ausnahmen bau- und anlage-/betriebsbedingt sehr gut geeignet

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

Bewertungstabelle 6: Boden

BODEN	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
1  Extrem nasse Böden (z.B. Hoch- und Niedermoore, Anmoorböden, Gleye, Auenböden mit natürlichem Wasserhaushalt)	- / *-  Hohe Gefährdung hinsichtlich irreversibler Schäden, v.a. durch Bodenverdichtung u. Versiegelung. Unterdükerung möglich aber aufwendig	- / *-  Hoch sensibel gegenüber Wärme / Austrocknung u. Versiegelung. Bei Unterdükerung Vermeidung möglich, aber aufwendig	- / *-  Hohe Gefährdung durch unterschiedliche Faktoren. Nur im Falle einer Unterdükerung zu umgehen	- / *~  An Maststandorten Gefährdung v.a durch Bodenverdichtung u. Versiegelung. Im Falle einer Überspannung sind Schäden verminderbar	- / *~  Durch Trassenfreihaltung ggf. Bodenverdichtung. Durch technische Maßnahmen verminderbar	- / *~  Überwiegend punktueller Eingriff (Masten) Verdichtung bei Trassierung verminderbar
2  Böden mit hoher natur- und kulturgeschichtlicher Bedeutung (z.B. Plaggenesche, Wölbe u. Terrassenäcker, Wurten, Heidepodsole, kultivierte Moore)	- / *~  Veränderung der Bodenstruktur durch Umlagerung, Verdichtung, Versiegelung. Minderung durch erhöhte Bausorgfalt u. Trassenbündelung, z.B. entlang von Verkehrswegen möglich.	- / *~  Nur bei geringer Versiegelung (nicht für aufwendige Nebenanlagen geeignet)	- / *~  Baubedingte Wirkungen ggf. nicht regenerierbar. Vermeidungs- u. Minderungsoptionen einzelfallspezifisch	- / *~  Veränderung der Bodenstruktur nur punktuell (Masten) durch Umlagerung, Verdichtung, Versiegelung. Minderung durch erhöhte Bausorgfalt u. Trassenbündelung.	+  Bei geringer Versiegelung (als Maststandort möglichst vermeiden)	- / * +  Punktueller baubedingte Wirkungen ggf. nicht regenerierbar. Vermeidung u. Minderung möglich
3  "Seltene" Böden, z.B. Stauwaserböden, natürliche Moore, Stagnogley (soweit Vorkommen bekannt)	- / *-  Hohe Gefährdung hinsichtlich irreversibler Schäden. Einzelfallprüfung, ggf. Unterdükerung	- / *-  Unterschiedliche dauerhaft negative Auswirkungen auch nach Minderung u. Vermeidung möglich	- / *-  Vorkommen i. Allg. kleinräumig. Außer Umgehung Minderungspotenzial gering	- / *~  Hohe Gefährdung hinsichtlich irreversibler Schäden. Ggf. durch Überspannung u. Maststandortwahl vermeidbar.	- / *~  Nur unter Vermeidung direkter Inanspruchnahme geeignet (u.a. Wirkung der Trassenfreihaltung auf den Bodenwasserhaushalt?)	- / *~  Vorkommen i. Allg. kleinräumig. Vermeidungspotenzial vorhanden

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

**Bewertungstabelle 7: Grundwasser, Oberflächengewässer**

GRUNDWASSER, OBERFLÄCHENGEWÄSSER	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b>  <b>Hoch anstehendes oder gespanntes Grundwasser (soweit frühzeitig bekannt)</b>	- /*~	- /*~	- /*~	- /*+	+	- /*+
	Ggf. Drainagewirkung durch Eingriff in Deckschichten, Vermeidung bauseits möglich	Bei Reparaturen Beeinträchtigungen durch Bausorgfalt vermeidbar	Ungünstige Voraussetzung, doch negative Auswirkungen können vermieden werden	Ggf. Drainagewirkung durch Eingriff in Deckschichten, Vermeidung bauseits möglich	Bei Reparaturen Beeinträchtigungen durch Bausorgfalt vermeidbar	Eingriff überwiegend punktuell an Maststandorten
<b>2</b>  <b>Trinkwasserschutzgebiete Zonen I und II</b>	- /*-	- /*-	- /*-	- /*~	- /*~	- /*~
	Für umfangreiche Erdbau- und Wasserhaltungsmaßnahmen generell ungeeignet.	Bei Wartung und Reparatur Schadstoffeinträge möglich	Hohe Gefährdung trotz Minderungsmaßnahmen	Baumaßnahmen generell ungeeignet. Durch Maststandortwahl ggf. vermeidbar	Bei Wartung und Reparatur Schadstoffeinträge möglich (bspw. Mastbeschichtung)	Gefährdung kann durch Minderungsmaßnahmen minimiert werden
<b>3</b>  <b>Fließgewässer</b>	- /*-	- /*-	- /*-	- /*~	- /*~	- /*~
	Wenig geeignet, weil oft ökologisch hochwertig. Verminderung durch temporäre Trockenlegung oder Unterdükerung	Empfindlichkeit gegenüber Wärmeentwicklung u. Minderungsmaßnahmen im Einzelfall prüfen	Im Einzelfall zu prüfen, ob und wie negative Auswirkungen vermieden werden können	Beeinträchtigungen in Uferzone u. Gewässerbett durch Überspannung i. Allg. vermeidbar	Überspannung erfordert ggf. höhere Masten (bei Prüfung der Landschaftsbildrelevanz zu berücksichtigen)	Negative Auswirkungen durch Verwendung unbedenklicher Stoffe vermeidbar
<b>4</b>  <b>Stillgewässer</b>	- /*~	- /*-	- /*-	- /*~	- /*~	- /*~
	Wenig geeignet, weil oft ökologisch hochwertig. Verminderung durch temporäre Trockenlegung oder Unterdükerung	Sehr sensibel gegenüber Wärmeentwicklung; nur eingeschränktes Minderungspotenzial	Im Einzelfall zu prüfen, ob und wie negative Auswirkungen vermieden werden können	Beeinträchtigungen in Uferzone u. Gewässerbett durch Überspannung i. Allg. vermeidbar	Überspannung erfordert ggf. höhere Masten (bei Prüfung der Landschaftsbildrelevanz zu berücksichtigen)	Negative Auswirkungen durch Verwendung unbedenklicher Stoffe vermeidbar

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)



**Bewertungstabelle 8: Kulturgüter, sonst. Sachgüter**

KULTURGÜTER, SONST. SACHGÜTER	A ERDKABEL			B FREILEITUNGEN		
	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung	I Bauphase	II Anlage u. Betrieb	III Klassifizierung
<b>1</b> <b>Geschützte Kultur- u. Naturdenkmäler</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	<b>-/*~</b> Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Komplikationen bei Bodenfunden u. Bodendenkmälern möglich	<b>+</b> Außer im unmittelbaren Nahbereich Beeinträchtigungen marginal	<b>-/*+</b> Gute Eignung, da geringe Beeinträchtigungen	<b>-/*~</b> Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	<b>-</b> Ortsbild durch Masten, u. Leitungsstränge beeinträchtigt. Geringes Minderungspotenzial	<b>-</b> Ungeeignet aufgrund unvermeidlicher Umfeldstörung
<b>2</b> <b>Geschützte Kultur- u. Naturdenkmäler</b> <b>Mittelzone (ca. 220 m - 1.100 m)</b>	<b>-/*+</b> Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	<b>++</b> Beeinträchtigungen i. Allg. marginal	<b>-/*++</b> Sehr gute Eignung, da geringe Beeinträchtigungen	<b>-/*~</b> Baumaßnahmen sind i. Allg. eine zumutbare Beeinträchtigung. Z.T. vermeid- u. verminderbar	<b>-/*~</b> Durch Masten, Leitungs- u. stränge Beeinträchtigung. Minderung i. Allg. möglich	<b>-/*~</b> Eignung im Einzelfallentscheid, Minderungsmaßnahmen möglich
<b>3</b> <b>Sonst. Bauwerke</b> <b>Nahzone (bis ca. 220 m)</b>	<b>+</b> Querung meiden, ansonsten Beeinträchtigung unerheblich	<b>~</b> Mind. 15 m Abstand halten, ansonsten Beeinträchtigung unerheblich	<b>~</b> Einzelfallentscheidung	<b>+</b> Beeinträchtigung unerheblich	<b>~</b> Maß der Beeinträchtigung Einzelfallentscheidung	<b>~</b> Einzelfallentscheidung

(nach "/" = inkl. mögl. Vermeidung oder Verminderung). Quelle: OECOS GmbH - [www.oecos.com](http://www.oecos.com)

## 5 Exemplarische Darstellungen

Anhang 2 enthält eine Auflistung und Beschreibung von neun Modelltrassenabschnitten, die auf der Basis realer Standorte und Streckenabschnitte einer Höchstspannungstrasse für exemplarische Darstellungen ausgewählt wurden.

Szenarien der Bodenerwärmung sind in besonderem Maße abhängig von realistischen Bodenkennwerten. Die Auswahl der Modelltrassenabschnitte hat daher maßgeblich zum Ziel, für die unterschiedlichen Naturräume, in denen ein Ausbau des Höchstspannungsnetzes vorgesehen ist (Bergland, Höhenzüge, Beckenlagen, Flusslandschaften, Auen u. Niederterrassen, Börde, Geestplatten u. Endmoränen) repräsentative Bodencharakteristiken zu benennen. Es wurde daher ein möglichst breites Spektrum an unterschiedlichen naturräumlichen Gegebenheiten entlang einer geplanten Trasse ausgewählt und hinsichtlich der vorzufindenden Bodeneigenschaften beschrieben. Im Einzelnen benennen diese Beschreibungen folgende Bodentypen:

Braunerde	Braunerde-Regosol
Erd-Niedermoor	Gley
Gley mit Erdniedermoorauflage	Gley-Schwarzerde
Gley-Vega	Kolluvisol unterlagert von Gley
Parabraunerde	Pararendzina
Pseudogley-Braunerde	Pseudogley-Parabraunerde
Rendzina	Vega

Auf Basis der detektierten Bodencharakteristiken an den neun repräsentativen Trassenabschnitten wurden unter Berücksichtigung der bodentypischen Schichtungen Wärmeleitwerte und Wärmewiderstände für eine Tiefe von 1 m unter EOK errechnet. Es wurde dabei stets von einem trockenen Boden ausgegangen, wie er in der direkten Umgebung eines Wärme abgebenden Kabels am ehesten zu erwarten ist. Die Wärmeleitwerte ( $W/mK$ ), bewegen sich dabei zwischen 0,4 und 1. Die Wärmewiderstände ( $Km/W$ ) dagegen liegen zwischen 1 und 2,5.

Für die exemplarischen Darstellungen zur Wärmeemission eines Höchstspannungskabels wird auf den Berichtsteil Technik, Teil III des Fachgebiets für Elektrische Energieversorgung an der Leibniz Universität Hannover verwiesen.

## **6 Empfehlungen für den Netzausbau aus Umweltsicht**

Höchstspannungsleitungen können in Bau- und/oder Betriebsphase mit Umweltbeeinträchtigungen verknüpft sein. Im vorhergehenden Text wurde eine Vielfalt an planerischen, technischen, und landschaftspflegerischen Maßnahmen aufgezeigt, um unerwünschte Umweltwirkungen zu vermeiden und zu vermindern. Entsprechende Maßnahmen sollten bei der Planung von Höchstspannungsleitungen frühzeitig berücksichtigt und an aussagekräftigen Beispielen weiterentwickelt werden.

Das mit Abstand höchste Potenzial zur Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen liegt in der Trassenlegung, mit der in einem frühen Planungsstadium begonnen wird. Es ist daher sehr wichtig, auch mit der Einbindung von Umweltexpertise frühzeitig im Planungsprozess zu beginnen.

Bei der Auswahl der technischen Ausbauvariante einer Höchstspannungsleitung (Freileitung oder Erdkabel) sollten Umweltgüter einen hohen Stellenwert haben. Dichte Siedlungsabstände und eine hohe Betroffenheit des Landschafts- und Ortsbildes legen vielfach ein Erdkabel nahe. Sind schwerpunktmäßig schutzwürdige Böden und Gewässer betroffen, kann dagegen eine Überspannung mit Freileitungen ratsam sein. Für eine erste Einschätzung in einem frühen Planungsstadium bieten sich die auf den vorhergehenden Seiten vorgestellten synoptischen Bewertungstabellen an. Eine tragfähige Empfehlung kommt jedoch nicht ohne ökologische Vor-Ort-Untersuchungen aus.

Vorhandene Vorbelastungen durch andere linienhafte Infrastrukturen sollten vorzugsweise zur Trassenbündelung und Reduktion der gesamten Umweltbeeinträchtigungen genutzt werden. Zur Bündelung sind insbesondere geeignet:

- Vorhandene Freileitungs- und Kabeltrassen
- Bundesstraßen, Bundesautobahnen
- Schienenwege für den Zugverkehr, insbesondere elektrifizierte Bahnstrecken
- Gasversorgungsleitungen
- Rohrleitungsanlagen zum Befördern von Wasser.

Bündelung darf allerdings kein absoluter Maßstab sein. So sind bspw. bei der Bündelung einer neuen Höchstspannungstrasse mit Trassen einer niedrigeren Spannungsebene ggf. vergrößerte Schutzabstände zu beachten. Bei einer Bündelung von Kabeltrassen sind ggf. kumulative Auswirkungen einer Erwärmung zu beachten.

Beeinträchtigungen durch elektrische oder magnetische Felder lassen sich grundsätzlich durch eine Vergrößerung der Wirkabstände minimieren. Die Grenzwerte sollten dabei nicht ausgeschöpft werden. Vorsorgeabstände zu Daueraufenthaltsräumen von Menschen sollten weit ausgelegt werden, wie bspw. im EnLAG nahe gelegt.

Beeinträchtigungen von Tieren und Pflanzen können in der Bauphase von Höchstspannungsleitungen verschiedentlich durch eine gezielte Vorgabe von Bauzeitfenstern vermieden werden. Die Arbeitsstreifen für den Bau von Höchstspannungsleitungen sollten so schmal wie unter konstruktiven Gesichtspunkten nötig ausgelegt werden. Baustraßen sollten flexibel gehalten und frühzeitig rückgebaut werden. Bodenvermischungen, Bodenverdichtungen und Eingriffe in den Bodenwasserhaushalt sind so gering wie möglich zu halten.

Zum Schutz bestimmter Tier- und Pflanzenhabitate empfiehlt sich bei der Errichtung von Freileitungen eine variable Feinplatzierung der Maststandorte und ggf. eine Überspannung wertvoller Gehölzstandorte - wobei die Auswirkungen auf das Landschaftsbild nicht außer Acht gelassen werden dürfen. Im Falle der Anlage von Waldschneisen sollte sowohl bei Freileitungen wie bei Erdkabeln ein ökologisches Trassenmanagement eingerichtet werden.

Bei der Verlegung von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene sollten alle technischen Möglichkeiten ausgeschöpft werden, die Wärmeentwicklung auf den belebten Boden gering zu halten. Die ökologische Forschung zur Bestimmung der Tragfähigkeitsschwellen für die Wärmeentwicklung im belebten Boden sollte verstärkt werden. In derzeitiger Ermangelung wissenschaftlich fundierter Richtwerte für die maximal tragbare Erwärmung in terrestrischen Böden empfehlen wir vorläufig eine Erwärmung von maximal 5 K in 50 cm unter EOK nicht zu überschreiten.

Der Kenntnisstand über die Auswirkungen der Wärmeentwicklung eines Höchstspannungskabels sollte durch verstärkte Monitoringuntersuchungen auf unterschiedlichen Böden und bei unterschiedlicher Vegetationsdecke verbessert werden.

## 7 Zusammenfassung

Die Umweltwirkungen von Höchstspannungskabeln und Höchstspannungsfreileitungen werden in diesem Teilbericht maßgeblich als Ergebnis einer Literatursynopse dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit gliedern sich die Darstellungen einmal für Erdkabel (Kap. 2), ein anderes Mal für Freileitungen (Kap. 3) nach dem Schutzgüterkatalog des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG §2).

**Menschliche Gesundheit:** Hinsichtlich menschlicher Gesundheit stehen die magnetischen Felder von Erdkabeln und die elektrischen und magnetischen Felder von Freileitungen im Mittelpunkt der umweltorientierten Betrachtung. Nach der 26. BImSchV 1996 (§ 3 Anhang) liegt der Immissionsgrenzwert der magnetischen Flussdichte in Deutschland bei 100  $\mu\text{T}$  (50 Hz) und gilt für alle Orte, an denen Menschen sich dauerhaft aufhalten können. Epidemiologische Untersuchungen weisen zwar darauf hin, dass Wirkungen unterhalb dieses Grenzwertes möglich sind, Ursache-Wirkungsbeziehungen gelten jedoch aktuell als nicht nachweisbar, so dass die Strahlenschutzkommission keine Verschärfung der 26. BImSchV empfiehlt. Vor dem Hintergrund bestehender Wissensunsicherheiten werden die Grenzwerte sowohl in einigen Bundesländern als auch vereinzelt im Ausland mit hohen Vorsorgemargen versehen. In der Schweiz gilt z.B. ebenfalls 100  $\mu\text{T}$  als Grenzwert. Darüber hinaus wird jedoch in der Schweiz ein zweiter Grenzwert von 1  $\mu\text{T}$  für die Dauerexposition an sensiblen Orten definiert. In Bremen (2004) empfiehlt der Senator für Arbeit, Frauen, Gesundheit, Jugend und Soziales sogar die Einhaltung von 0,3  $\mu\text{T}$  bei Hochspannungsleitungen<sup>2</sup>. Die von einem Nahbereich abgesehen vergleichsweise geringen Magnetfeld- und unbeachtlichen Elektrofeldimmissionen durch Erdkabel machen den Einsatz der Erdkabeltechnologie auf Höchstspannungsebene als Alternative zu Freileitungen unter Vorsorgegesichtspunkten besonders interessant. Im Rahmen einer umfassenden Vorsorge erkennt das EnLAG innerhalb eines Abstands von 400 m zu Wohngebäuden im Geltungsbereich eines B-Plans oder im unbeplanten Innenbereich gem. § 34 BauGB (falls vorwiegend Wohnnutzung) sowie innerhalb eines Abstands von 200 m zu Wohngebäuden im Außenbereich gem. § 35 BauGB eine besondere Betroffenheit durch Freileitungen. Das Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen (2008) stellt sogar innerhalb dieser Abstände auf Neutrassen die Verlegung von Erdkabeln als Ziel fest, wobei dies mit Wohnumfeldgesichtspunkten und nicht mit Gesichtspunkten der menschlichen Gesundheit begründet wird.

---

<sup>2</sup> Die weltweit sehr unterschiedlichen Grenzwerte, Vorschriften und Empfehlungen zum Schutz der Bevölkerung vor niederfrequenten und statischen elektrischen und magnetischen Feldern wurden als Vorarbeit zu dieser Studie vom ECOLOG-Institut, Hannover, zusammengestellt (vgl. Neitzke u. Osterhoff).

**Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt:** Das Naturschutzrecht sieht traditionelle Schutzgebietssysteme, die Unterschutzstellung bestimmter Biotope sowie den speziellen Artenschutz ein komplexes Reglement zur Vermeidung der Beeinträchtigung von schutzwürdigen Tieren, Pflanzen und der Inanspruchnahme von Biotopen durch den Bau und den Betrieb von Stromleitungstrassen vor.

Die Avifauna ist insbesondere durch die Anlage von Freileitungstrassen für die Dauer der Betriebsphase gefährdet. Bei Erdkabeln ergibt sich eine besondere Gefährdung für bodenlebende Tier- und Pflanzenarten v.a. während der Bauphase. Eingriffe durch Trassenfreihaltung sind bei Erdkabeln aufgrund geringerer Trassenbreite in Gehölzen geringer als bei Freileitungen. Für die meisten Tier- und Pflanzenartengruppen können allgemeine Hinweise auf mögliche Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen für Beeinträchtigungen durch Bau und Betrieb von Höchstspannungsleitungen gegeben werden. Streng geschützte Gebiete wie Naturschutzgebiete, Nationalparke, FFH-Gebiete, Biosphärenreservate (Zone 1+2), RAMSAR-Gebiete und gesetzlich geschützte Biotope gem. § 30 BNatSchG sollten möglichst nicht in Anspruch genommen werden. Dies gilt prinzipiell auch für weniger streng geschützte Gebiete wie Landschaftsschutzgebiete, Biosphärenreservate (Zone 3), und Naturparke.

Unter den schutzwürdigen Biotopen sind insbesondere Feuchtgebiete (Hoch- und Niedermoore, Sümpfe, rezente Auen, Gewässerufer) sowie Trockenrasen und spez. Grünlandstandorte mit Gefährdungsstatus 1-2 für Erdkabelverlegung aufgrund unterschiedlicher Faktoren nicht geeignet. Für Freileitungstrassen ergeben sich aufgrund der 40 m bis über 70 m breiten Schutzstreifen hohe Konflikte bei Gehölzbiotopen, insbesondere bei solchen mit Gefährdungsstatus 1-2 (v.a. großräumige Misch- und Laubwaldbiotope).

**Boden:** Die Verlegung von Erdkabeln im Untergrund kann v.a. in der Bauphase zu Beeinträchtigungen der Bodenfunktionen auf dem Wege der Bodenverdichtung, der Störung des Bodengefüges und des Bodenwasserhaushaltes führen. Die Anlage und der Betrieb von Höchstspannungskabeln können sich v.a. hinsichtlich potenzieller Erwärmung und Austrocknung in ggf. langen Belastungsphasen nachteilig auf den Boden auswirken. Maßgeblich für das Risiko des Auftretens von Situationen mit einer starken Bodenerwärmung ist die technische Auslegung des jeweiligen Höchstspannungskabels sowie die Art seiner thermischen Bettung.

**Wasser:** Im Zuge von Erdkabelverlegungen sind mögliche baubedingte Auswirkungen auf das Grundwasser und auf ggf. indirekt beeinflusste Oberflächengewässer zu beachten. Dies gilt insbes. bei Feuchtgebieten mit hoch anstehendem Grundwasser oder Gebieten mit gespannten Grundwasserleitern, die für die Zeit der Kabelverlegung eine aktiv herbeigeführte Grundwasserabsenkung erfordern und unbeabsichtigt drainiert werden könnten. Irreversible Schädigungen durch

Erdkabelverlegung lassen sich i. Allg. durch bauliche Vorsorgemaßnahmen (umsichtige Wasserhaltung, korrekter Rückbau der Bodenschichtung) ausschließen.

Bei Freileitungen kann es bau- und anlagebedingt zu kleinräumigen und lokalen Auswirkungen an den Maststandorten auf das Grundwasser kommen.

**Luft und Klima:** Während der Bauphase können sowohl bei Erdkabeln als auch bei Freileitungen erhöhte Abgas- und, bei langanhaltender Trockenheit, Staubemissionen in Folge des Einsatzes von Fahrzeugen und Baumaschinen entstehen, die jedoch keine nachhaltigen und negativen Veränderungen auf die klimatischen Verhältnisse haben.

Bei Freileitungen kommt es in der Betriebsphase bei bestimmten Witterungen zu geräuschhaften Koronaentladungen und damit zu einer Ionisierung von Luftmolekülen. Verschiedentlich wird eine verstärkte Entwicklung von Oxidantien wie z.B. Ozon und Stickoxiden mit Koronaentladungen in Verbindung gebracht.

**Landschaft:** Bei Erdkabeln verbleibt nach der Bauphase in Gebüsch und Wäldern eine Schneise von 12 m bis 25 m Breite. Im Offenland ist die Trasse ein Jahr nach Fertigstellung aus der Perspektive des Durchschnittsbetrachters nicht mehr zu erkennen. Als Nebenbauwerke sind ggf. Muffenbauwerke, Schachtbauwerke, Umrichtstationen und Kabelübergangsanlagen zu beachten.

Freileitungsmasten und die sie verbindenden Leiterseile stellen weithin sichtbare Objekte in der Landschaft dar, die visuell im Allgemeinen als störend und in ihrer Reihung als landschaftszerschneidend empfunden werden. Zur Beurteilung der Wirkung von Freileitungen auf das Landschaftsbild werden üblicherweise Beeinträchtigungszonen unterschieden. In der Studie wird zum Abgleich mit der Bewertungspraxis an Windenergieanlagen ein Zonierungsmodell mit heran gezogen, welches in der Windparkplanung breite Praxisrelevanz gewonnen hat.

**Kulturgüter und sonstige Sachgüter:** Mit den Bauarbeiten für Erdkabel oder Freileitungstrassen können Kulturdenkmäler, insbesondere archäologische Denkmäler, gefährdet sein. Durch die Anlage einer Freileitung kann es in der Nähe von Kulturdenkmälern, bspw. Kirchen, zu visuellen Beeinträchtigungen kommen, die nach Möglichkeit bereits in der Planung ausgeschlossen werden.

**Synoptische Bewertung:** Die im Textteil ausführlich dargelegten Umweltsachverhalte werden in einer aus acht thematischen Tabellen bestehenden Orientierungshilfe zusammengefasst, die in einem vorgelagerten Planungsstadium eine Entscheidung zwischen Erdkabel einerseits und Freileitung andererseits erleichtern soll. In den genannten Tabellen wird die Umwelteignung von Erdkabeln und Freileitungen im Vergleich auf einer 5-stufigen Skala bewertet.



**Empfehlungen:** Im letzten Abschnitt finden sich unsere Planungsempfehlungen für den weiteren Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Aus Umweltsicht stehen dabei folgende Aspekte im Vordergrund:

Die Planung von Höchstspannungsleitungen sollte die Vielfalt an planerischen, technischen, und landschaftspflegerischen Möglichkeiten zur Vermeidung und Verminderung von Umweltbeeinträchtigungen ausschöpfen. Der frühzeitigen Einbindung von Umweltexpertise im Planungsprozess kommt eine besondere Bedeutung zu.

Bei der Auswahl der technischen Ausbauvariante einer Höchstspannungsleitung (Freileitung oder Erdkabel) sollten Umweltgüter einen hohen Stellenwert haben. Dichte Siedlungsabstände und eine hohe Betroffenheit des Landschafts- und Ortsbildes legen vielfach ein Erdkabel nahe. Sind schwerpunktmäßig schutzwürdige Böden und Gewässer betroffen, kann dagegen eine Überspannung mit Freileitungen ratsam sein. Für eine erste Einschätzung in einem frühen Planungsstadium bieten sich die auf den vorhergehenden Seiten vorgestellten synoptischen Bewertungstabellen an. Eine tragfähige Empfehlung kommt jedoch nicht ohne ökologische Vor-Ort-Untersuchungen aus.

Vorhandene Vorbelastungen sollten vorzugsweise zur Bündelung genutzt werden. Bündelung darf allerdings kein absoluter Maßstab sein, denn verschiedentlich erfordern Höchstspannungsleitungen größere Schutzabstände als die vorhandene linienhafte Infrastruktur.

Beeinträchtigungen durch elektrische oder magnetische Felder lassen sich grundsätzlich durch eine Vergrößerung von Wirkabständen minimieren. Grenzwerte sollten dabei nicht ausgeschöpft werden. Vorsorgeabstände zu Daueraufenthaltsräumen von Menschen sollten weit ausgelegt werden.

Bei der Verlegung von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene sollten alle technischen Möglichkeiten ausgeschöpft werden, die Wärmeentwicklung auf den belebten Boden gering zu halten. Die ökologische Forschung zur Bestimmung der Tragfähigkeitsschwellen für die Wärmeentwicklung im belebten Boden sollte verstärkt werden. Der Kenntnisstand über die Auswirkungen der Wärmeentwicklung eines Höchstspannungskabels sollte im Rahmen der Pilotprojekte durch Monitoringuntersuchungen auf unterschiedlichen Böden und bei unterschiedlicher Vegetationsdecke verbessert werden.

## 8 Literaturverzeichnis

AGNL - ARBEITSGRUPPE FÜR NATURSCHUTZ UND LANDSCHAFTSPFLEGE (2006): Kranichrast in Niedersachsen 1994-2005. Rastgebiete und Bewertung, Habitatwahl, Raum-Zeit-Nutzung, aktuelle Gefährdungssituation und Ursachen. Auftraggeber: Staatliche Vogelschutzwarte Hannover, NLWKN.

ALTEMÜLLER, M.; REICH, M. (1997): Einfluß von Hochspannungsfreileitungen auf Brutvögel des Grünlandes. Vogel und Umwelt(9).

ALTENKAMP, R.; BAUER, H.-G.; STEIOF, K. (2001): Gefährdung von Arten durch Beutegreifer: S. 462–469.

AMT FÜR NATUR UND UMWELT, SCHWEIZER REGIERUNG (2002): Beurteilung von Freileitungen. Eine Arbeitshilfe für Betreiber, Planer und Gemeinden, Naturschutzorganisationen und Amtsstellen.

BALLASUS, H.; SOSSINKA, R. (1997): Auswirkungen von Hochspannungstrassen auf die Flächennutzung überwinternder Bleiß- und Saatgänse *Anser albifrons*, *A.fabalis*. J. Ornithol(138).

BBODSCHG - BUNDESBODENSCHUTZGESETZ, vom 17. März 1998, BGBl. I S. 502, zuletzt geändert am 9. Dezember 2004, BGBl. I S. 3214

BBODSCHV – BUNDES BODENSCHUTZ- UND ALTLASTENVERORDNUNG, vom 12. Juli 1999, BGBl. I S. 1554, zuletzt geändert am 31. Juli 2009, BGBl. I S. 2585 (Inkrafttreten am 01.03.2010)

BEERLAGE M.A.M. 2009: Health effects of extremely low frequency (ELF) electric and magnetic fields (EMF). Overview of international regulation and recommendations for regulation in Oman. 30820262-Consulting 09-0245, KEMA, Arnhem

BERNHARDT, J. H. (2002): Gesundheitliche Aspekte niederfrequenter Felder der Stromversorgung. – Deutsches Ärzteblatt 99, Ausgabe 27, A-1898.

BERNSHAUSEN, F.; STREIN, M.; SAWITZKY, H. (1997): Vogelverhalten an Hochspannungsfreileitungen – Auswirkungen von elektrischen Freileitungen auf Vögel in durchschnittlich strukturierten Kulturlandschaften. Vogel und Umwelt, Bd. 9, Sonderheft: S. 59-92.

BEVANGER, K.; BRØSETH, H. (2004): Impact of power lines on bird mortality in a subalpine area. Animal Biodiversity and Conservation 27,(2): S. 67–76.

BfN – BUNDESAMT FÜR NATURSCHUTZ (2002): Erarbeitung regionalisierter naturschutzfachlicher Landschaftsleitbilder. Online in Internet: [http://www.bfn.de/0311\\_leitbilder.html?&0=](http://www.bfn.de/0311_leitbilder.html?&0=) (Stand 1.6.2006).

BfN – BUNDESAMT FÜR NATURSCHUTZ (2006): Rote Liste der gefährdeten Biotoptypen Deutschlands. Zweite fortgeschriebene Fassung. Bonn.

BIMSCHG – BUNDES-IMMISSIONSSCHUTZGESETZ, in der Fassung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 01. November 2005 (BGBl. I S. 1865)

BINE ENERGIEFORSCHUNG FÜR DIE PRAXIS (1990): Raumbelastung durch Hochspannungsleitungen. Projekt Info-Service.

BIOINITIATIVE WORKING GROUP 2007: A Rationale for a Biologically-based Public Exposure Standard for Electromagnetic Fields (ELF and RF). BioInitiative Report

BNATSCHG 2010 – Bundesnaturschutzgesetz, vom 29.7.2009, BGBl. I Nr. 51, Inkrafttreten am 1.3.2010

BORBACH-JAENE, J. (2002): Anthropogen bedingte Verluste von Lebensraum und ihre Folgen. Zur Ökologie und zum Verhalten in der nordwestdeutschen Küstenlandschaft überwinternder arktischer Gänse. Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades der Naturwissenschaften, Universität Osnabrück.

BOSCHERT, M. (2004): Vorkommen und Bestandsentwicklung seltener Brutvogelarten in Deutschland 1997 bis 2003. Abruf am 2010-02-18.

BRAKELMANN, H. (2004) Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Im Auftrag Bundesverband WindEnergie e.V.. Rheinberg.

BREUER, W. (2007): Stromopfer und Vogelschutz an Energiefreileitungen. § 53 Bundesnaturschutzgesetz in der Praxis. Naturschutz und Landschaftsplanung 39, Heft 3, S. 69-72.

BUND – BUND FÜR UMWELT UND NATURSCHUTZ DEUTSCHLAND (2007): Stromanbindung von Offshore Windparks und Ausbau des Hochspannungsnetzes in Deutschland. [http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/energie/20051115\\_energie\\_stromanbindung\\_hintergrund.pdf](http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/energie/20051115_energie_stromanbindung_hintergrund.pdf). Abruf am 2010-08-04.

BUNDESVERBAND BODEN (2003): Bodenbezogene Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen in der Bauleitplanung. Vorschläge des Bundesverbandes Boden, Fachausschuss. „Bewertung von Böden in der Bauleitplanung“. - In: ROSENKRANZ/BACHMANN/KÖNIG/EINSELE (Hrsg.) (2005): Bodenschutz. Ergänzbare Handbuch der Maßnahmen und Empfehlungen für Schutz, Pflege und Sanierung von Böden, Landschaft und Grundwasser. Band 2. Berlin.

BUWAL - BUNDESAMT FÜR UMWELT, WALD UND LANDSCHAFT (2005): Elektrosmog in der Umwelt. Bern.

DANISH AGENCY FOR SPATIAL AND ENVIRONMENTAL PLANNING AND ENERGINET.dk 2010: Improvement of the visual impact of the 400 kV grid. Fredericia, Danmark

DENA (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahre 2020 (dena-Netzstudie I), Berlin.

DEUTSCHE UMWELTHILFE - FORUM NETZINTEGRATION ERNEUERBARE ENERGIEN (2010): Plan N - Handlungsempfehlungen für Politik und Planung zum Netzausbau. Entwurf.

E.ON NETZ GMBH 2006: Elektrische und magnetische Felder. Bayreuth.

E.ON NETZ GMBH 2008: 380kV-Leitung Maade-Conneforde einschließlich Anschluss Maade I (EBLD) und II (EKW). Umweltstudie im Hinblick auf die Erfordernisse gem. §7 ff. NNatG und §6 UVPG.

ECOFYS (2008): Study in the comparative merits of overhead electricity transmission lines versus underground cables. Köln.

ECOFYS GERMANY GMBH, UNIVERSITY OF DUISBURG-ESSEN, GOLDER ASSOCIATES IRELAND (2008): Study on the comparative Merits of Overhead Electricity Transmission Lines versus Underground Cables. Im Auftrag Department of Communications, Energy and Natural Resources, Ireland.

ENGHAUSEN, B. 2009: Vergleichende umweltfachliche Untersuchung der Auswirkungen von 380kV Hochspannungsfrei- und -erdleitungen auf das Landschaftsbild und der Einflussfaktoren auf den Kompensationsbedarf. Diplomarbeit am Inst. f. Umweltplanung der Leibniz Univ. Hannover

ERM - ENVIRONMENTAL RESOURCES MANAGEMENT GMBH (2007): 380-kV-Höchstspannungsverbindung Wahle-Mecklar Unterlage zur Antragskonferenz ROV Niedersachsen. Im Auftrag der E.ON Netz GmbH. Bayreuth.

ERM - ENVIRONMENTAL RESOURCES MANAGEMENT GMBH (2008): 380-kV-Leitung Maade – Conneforde einschließlich Anschluss Maade I (EBLD) und II (EKW). Umweltstudie im Hinblick auf die Erfordernisse gem. § 7ff NNatG und § 6 UVPg. Kiel.

ERM - ENVIRONMENTAL RESOURCES MANAGEMENT GMBH (2010): 380-kV-Höchstspannungsverbindung Wahle-Mecklar Unterlage zum Raumordnungsverfahren Niedersachsen, Band C Umweltverträglichkeitsstudie. Im Auftrag der Transpower Stromübertragungs-GmbH. Bayreuth.

ERM - ENVIRONMENTAL RESOURCES MANAGEMENT GMBH (2010a): 380-kV-Höchstspannungsverbindung Wahle-Mecklar Unterlage zum Raumordnungsverfahren Hessen, Band C Umweltverträglichkeitsstudie. Im Auftrag der Transpower Stromübertragungs-GmbH. Bayreuth.

EU-ARTENSCHUTZVERORDNUNG – Verordnung Nr. 338/97 des Rates vom 9. Dezember 1996 über den Schutz von Exemplaren wildlebender Tier- und Pflanzenarten durch Überwachung des Handels (ABl. L 61 vom 3.3.1997, S. 1, L 100 vom 17.4.1997, S. 72, L 298 vom 1.11.1997, S. 70, L 113 vom 27.4.2006, S. 26), zuletzt geändert durch Verordnung (EG) Nr. 318/2008 (ABl. L 95 vom 8.4.2008, S. 3)

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007): Leitfaden zum strengen Schutzsystem für Tierarten von gemeinschaftlichem Interesse im Rahmen der FFH-Richtlinie 92/43/EWG.

EUROPEAN COMMISSION (1999): Council recommendation on the limitation of exposure of the general public to electromagnetic fields (0 Hz to 300 GHz) (1999/519/EC)

EUROPEAN COMMISSION (2002): Implementation report on the Council recommendation limiting the public exposure to electromagnetic fields (0 Hz to 300 GHz)

FANGRATH, M. (2003): Verhaltensbiologische Ursachen von Leitungsanflügen beim Weißstorch (*Ciconia ciconia*). Fauna Flora Rheinland-Pfalz 10,(1): S. 209–228.

FBG-FREILEITUNGSBAU GMBH (2008): Immissionsbericht für das Projekt / Vorhaben: 380-kV-Leitung Maade-Conneforde, 380-kV-Leitung Anschluss Maade I (EBLD), 380-kV-Leitung Anschluss Maade II (EKW).

FHH-RICHTLINIE – FAUNA FLORA HABITAT-RICHTLINIE 92/43/EWG, vom 21. Mai 1992, ABl. EG L 206 S. 7, zuletzt geändert am 20. November 2006, ABl. EG L 363 S. 368

FIEDLER, G.; WISSNER, A. (1989): Weißstorch-Unfälle an Freileitungen und Abhilfemaßnahmen. Schriftenreihe DDA(10): S. 423–424.

FLADE, M. (1994): Die Brutvogelgemeinschaften Mittel- und Norddeutschlands. – IHW-Verlag, Eching. 879 S.

FORWIND (2005): Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe. Oldenburg und Hannover.

FROST, D. (2008): The use of ‘flight diverters’ reduces mute swan *Cygnus olor* collision with power lines at Abberton Reservoir, Essex, England. *Conservation Evidence*(5): S. 83–91.

GAREIS-GRAHMANN, J. (1993): Landschaftsbild und Umweltverträglichkeitsprüfung. Beiträge zur Umweltgestaltung A 132, Erich Schmidt Verlag, Berlin

GARNIEL, A., DAUNICHT, W.D., MIERWALD, U. & U. OJOWSKI (2007): Vögel und Verkehrslärm. Quantifizierung und Bewältigung entscheidungserheblicher Auswirkungen von Verkehrslärm auf die Avifauna. Schlussbericht November 2007 / Kurzfassung. – FuE Vorhaben 02.237/2003/LR des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung. 273 S.. – Bonn und Kiel.

GASSNER, E. (2004): Die Zulassung von Eingriffen trotz artenschutzrechtlicher Verbote. In: *Natur und Recht*, Jg. 26, H. 09/04, S. 560–564.

GASSNER, E. 1995: Das Recht der Landschaft. Gesamtdarstellung für Bund und Länder. Neumann Verlag

GATTER, W. (2000): Vogelzug und Vogelbestände in Mitteleuropa: 30 Jahre Beobachtung des Tagzugs am Randecker Maar. Aula-Verlag, 656 Seiten.

GEISLER, J. (2007): Beachtung des Artenschutzrechtes bei der Planfeststellung. Überarbeitung des Vermerkes vom 31.01.2006 mit Erläuterungen vom 23.05.2006, Kiel.

GELLERMANN, M. (2003): Artenschutz in der Fachplanung und der kommunalen Bauleitplanung. In: *Natur und Recht*, Jg. 25, H. 07/03, S. 385–394.

GELLERMANN, M. (2009): Europäischer Gebiets- und Artenschutz in der Rechtsprechung. In: *Natur und Recht* Jg. 31, Heft 8: 8-13.

GEO - GESELLSCHAFT FÜR ENERGIE UND ÖKOLOGIE MBH, Universität Duisburg - Essen, GFN - Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (2009): Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen. FuE-Vorhaben FKZ 80682070. Endbericht.

GLUTZ VON BLOTZHEIM, U. (1994): Handbuch der Vögel Mitteleuropas. Band 9. Columbiformes – Piciformes Tauben, Kuckucke, Eulen, Ziegenmelker, Segler, Racken, Spechte. 2., durchgesehene Auflage. AULA-Verlag

HAAS, D., NIPKOW, M. (2005): Vorsicht: Stromschlag! Empfehlungen zum Vogelschutz an Energiefreileitungen. Abruf am 2010-02-10.



HAAS, D., NIPKOW, M., FIEDLER, G., SCHNEIDER, R., HAAS, W., SCHÜRENBERG, B. (2003): Vogelschutz an Freileitungen. Tödliche Risiken für Vögel und was dagegen zu tun ist: ein internationales Kompendium. Abruf am 2010-02-08.

HAAS, D.; NIPKOW, M. (2008): Stromtod von Vögeln. Grundlagen und Standards zum Vogelschutz an Freileitungen ; Stand der Erkenntnisse, gesetzliche Vorgaben, internationale Abkommen, weltweiter Handlungsbedarf.

HAMANN, H.J.; SCHMIDT, K.H.; WILTSCHKO, W. (1998): Mögliche Wirkungen elektrischer und magnetischer Felder auf die Brutbiologie von Vögeln am Beispiel einer Population von höhlenbrütenden Singvögeln an einer Stromtrasse. Vogel und Umwelt(9): S. 215–246.

HAVELKA, P.; GÖRZE, H.J.; STEFAN, H. (1997): Vogelarten und Vogelschlagopfer an Freileitungen. Ergebnisse von Trassenbegehung mit Bestandserhebung und Hundesuche. Vogel und Umwelt(9): S. 93–110.

HEIJNIS, R. (1976): Vogels onderweg Ornithologische mortaliteits en milieu aspecten van bovengrondse hoogspanningstraces. Koog a.d. Zaan: 159.

HEIJNIS, R. (1980): Vogeltod durch Drahtanflug bei Hochspannungsleitungen. Ökol. Vögel(2): S. 111–129.

HELLBERG-RODE, G. (2004): Projekt Hypersoil. [hypersoil.uni-muenster.de/0/05/04.htm](http://hypersoil.uni-muenster.de/0/05/04.htm)

HEYNEN, D. (2008): Auskunft per Email über Heißeiterseile. Schweizer Vogelwarte

HOERSCHELMANN, H. (1997): Wieviele Vögel fliegen gegen Freileitungen? UVP-report. UVP-Report(3): S 166–168.

HOERSCHELMANN, H.; HAAK, A.; WOHLGEMUTH, F. (1988): Verluste und Verhalten von Vögeln an einer 380-kV-Freileitung. Ökol. Vögel(10): 85–103 S.

HÖLZINGER, J. (1987): Vogelverluste durch Freileitungen. In: Hölzinger, J. (Hrsg.), Die Vögel Baden-Württembergs, Teil 1, S. 202–224.

HÖTKER, H. (2004): Vögel der Agrarlandschaft. Bestand, Gefährdung, Schutz. Manuskript

HÜPPOP, O. (2004): Luftfahrzeuge, Windräder und Freileitungen: Störungen und Hindernisse als Problem für Vögel? Festvortrag anlässlich des 40-jährigen Bestehens des DAVVL e.V. Vogel und Luftverkehr 24,(2): S. 27–45.

IBNI – INGENIERUBÜRO NICKEL GMBH (2008): Umweltverträglichkeitsuntersuchung Erdgasfernleitung OPAL Abschnitt Mecklenburg-Vorpommern. Bad Honnef.

IBNI – INGENIERUBÜRO NICKEL GMBH (2008a): Erdgasfernleitung OPAL Abschnitt Mecklenburg-Vorpommern - Untersuchungen nach §42 BNatSchG. Bad Honnef.

IBU – INGENIERURBÜRO SCHÖNEICHE (2007): Planfeststellungsverfahren 380-kV-Freileitung Krümmel-Görries Teilabschnitt Mecklenburg-Vorpommern. Umweltverträglichkeitsstudie UVS Stufe II. Berlin Schöneiche.

ICNIRP (INTERNATIONAL COMMISSION ON NON-IONIZING RADIATION PROTECTION) 2010: Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz to 100 Hz). (<http://www.icnirp.de/documents/LFgdl.pdf>)

ICNIRP (INTERNATIONAL COMMISSION ON NON-IONIZING RADIATION PROTECTION) 1998: Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic, and electromagnetic fields (up to 300 GHz). *Health Physics* 74(4): 494-522

ICNIRP (INTERNATIONAL COMMISSION ON NON-IONIZING RADIATION PROTECTION) 2009: Guidelines on limits of exposure to static magnetic fields. *Health Physics* 96(4): 504-514

INGENIOUSSOFTWARE 2010: Freileitungsplanung mit Synoptra. Internetdarstellung: [www.synoptra.de](http://www.synoptra.de)

JANSS, G.F. E.; FERRER, M. (1997): Rate of Bird Collision with Power Lines: Effects of Conductor-marking and static Wire-marking. *J. Field Ornithol* 69,(1): S. 8–17.

JARASS, L., APFELSTEDT, G., OBERMAIR, G. M. (1996): Hochspannungsleitungen.- In: Strom/Bunge (Hrsg.) (2009): Handbuch der Umweltverträglichkeitsprüfung (HdUVP). Berlin.

JEDICKE, E. (Hrsg.) (1997): Die Roten Listen. Gefährdete Pflanzen, Tiere, Pflanzengesellschaften und Biotoptypen in Bund und Ländern. Stuttgart.

JESSEL, B. (1998): Das Landschaftsbild erfassen und darstellen. Vorschläge für ein pragmatisches Vorgehen. In: *Naturschutz und Landschaftsplanung*, Jg. 30, H. 11/98, S. 356–361.

JESSEL, B., P.FISCHER-HÜFTLE, D. JENNY U. A. ZSCHALICH 2003: Erarbeitung von Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen für Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes — Ergebnisse aus dem F+E-Vorhaben 89982130 des Bundesamtes für Naturschutz. Bonn

KAHLERT, J., HÜPPOP, K., HÜPPOP, O. (2005): Construction of a fixed link across Fehmarnbelt: preliminary risk assessment on birds, National Environmental Research Institute.

KEMA IEV (2008): Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung „St. Peter – Tauern“ im Bundesland Salzburg. Endfassung. Österreich/Deutschland.

KLÖPPEL U. KRAUSE 1996: Windkraftparks in der Erholungslandschaft: Standortprobleme unter dem Aspekt von Landschaftsbild und Erholungsqualität. Academia Verlag, St. Augustin

KOOP, B., ULLRICH, N. (1999): Vogelschutz und Mittelspannungsleitungen. Studie zur Ermittlung des Gefährdungspotenzials in Schleswig-Holstein. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Natur und Forsten des Landes Schleswig-Holstein.

KOOPS, F.B. J. (1997): Markierung von Hochspannungsfreileitungen in den Niederlanden – Vogel und Umwelt. Sonderheft Vögel und Freileitungen. *Vogel und Umwelt, Zeitschrift für Vogelkunde und Naturschutz in Hessen*(9): S. 276–278.

KRAUSE, C. (2000): Naturschutzfachlich begründete Abstandsempfehlungen zu Bereichen mit schutzwürdigem Landschaftsbild. In WINKELBRANDT et al.: Empfeh-



lungen des Bundesamtes für Naturschutz zu naturschutzverträglichen Windkraftanlagen. Landwirtschaftsverlag, Münster.

KRAUSE, C., KLÖPPEL, D. (1996): Landschaftsbild in der Eingriffsregelung - Hinweise zur Berücksichtigung von Landschaftsbildelementen - Ergebnisse aus den F + E-Vorhaben 808 01 139 des Bundesamtes für Naturschutz. Bonn - Bad Godesberg: Bundesamt für Naturschutz, (Angewandte Landschaftsökologie).

KUHN, CH. u. FEISTEL, E. (2010): WKSP Wärme- und Kältespeicherung im Gründungsbereich energieeffizienter Bürogebäude. Teil III TU Braunschweig; Institut für Gebäude- und Solartechnik - IGS

LANA – LÄNDERARBEITSGEMEINSCHAFT NATURSCHUTZ (2010): Hinweise zu unbestimmten Rechtsbegriffen des Bundesnaturschutzgesetz.

LAND BRANDENBURG (1997): Brandenburgisches Naturschutzgesetz – BbgNatSchG. Gesetz über den Naturschutz und die Landschaftspflege im Land Brandenburg . Vom 25. Juni 1992 (GVBl.I/92 S.208), zuletzt geändert durch Gesetz vom 18.12.1997

LANDESUMWELTAMT NORDRHEIN-WESTFALEN (2004): Elektromog. Gefahr durch elektromagnetische Felder? Essen.

LANGGEMACH, T. (1997): Stromschlag oder Leitungsanflug? Erfahrungen mit Großvogelopfern in Brandenburg. Vogel und Umwelt(9): S. 167–176.

LAUKHUF PLANUNGSBÜRO (2007): 380-kV-Freileitung zwischen dem Umspannwerk Hamburg/Nord (Schleswig-Holstein) und dem Umspannwerk Dollern (Niedersachsen). [http://www.transpower.de/pages/tso-netzausbau\\_de/Projekte/HamburgNord\\_-\\_Dollern/Trassenverlauf/HHND\\_Scopingunterlage\\_hd.pdf](http://www.transpower.de/pages/tso-netzausbau_de/Projekte/HamburgNord_-_Dollern/Trassenverlauf/HHND_Scopingunterlage_hd.pdf)

LBEG - LANDESAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE (2008): Schutzwürdige Böden Niedersachsen.- In GeoBerichte 8/2008. Hannover.

LEBERT, M. (2008): Herleitung und Darstellung der potenziellen, mechanischen Verdichtungsempfindlichkeit für Unterböden von Ackerflächen der Bundesrepublik Deutschland. Zwischenergebnisse aus dem UBA-Vorhaben: „Entwicklung eines Prüfkonzeptes zur Erfassung der tatsächlichen Verdichtungsgefährdung landwirtschaftlich genutzter Böden“ FKZ 3707 71 202, Dessau-Roßlau.

LEBERT, M.B. J. S. C. (2004): Ableitung von Kriterien zur Charakterisierung einer schädlichen Bodenveränderung, entstanden durch nutzungsbedingte Verdichtung von Böden/Regelungen zur Gefahrenabwehr, Berlin.

LFUG & FÖA - LANDESAMT FÜR UMWELTSCHUTZ UND GWERBEAUFICHT RHEINLAND-PFALZ & FAUNISTISCHÖKOLOGISCHE ARBEITSGEMEINSCHAFT (1997): Planung vernetzter Biotopsysteme. Bereiche Landkreis Kaiserslautern und Stadt Kaiserslautern.. Hrsg.: Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz & Landesamt für Umweltschutz und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz. Oppenheim.

LITZBARSKI, B.; LITZBARSKI, H. (1996): Zur Situation der Großtrappe *Otis tarda* in Deutschland. Vogelwelt(117): S. 213–224.

LOSCH, S., NAKE, R. (1988): Direkte und indirekte Flächenansprüche der technischen Infrastruktur als Problem des Bodenschutzes. Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung. Bonn.

MEIßNER, K. (2006): Problem Kabelwärme? Fakten und Wissenslücken. PPT-Präsentation zum Fachgespräch dena am 20.06.2006, Bremen).

MEYBURG, B.U.; MANOWSKY, O.; MEYBURG, C. (1995): Bruterfolg von auf Bäumen bzw. Gittermasten brütenden Fischadlern *Pandion haliaetus* in Deutschland. *Vogelwelt*(116): S. 219–224.

MILJÖMINISTERIET 2010: Improvement of the visual impact of the 400 kV grid. Studie in Kooperation mit Energinet.DK

MINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU UND LANDESENTWICKLUNG MECKLENBURG-VORPOMMERN (2008): landesplanerische Beurteilung zum Raumordnungsverfahren Norddeutsche Erdgasleitung (NEL) Abschnitt Greifswald / MV – Hittbergen /NI. Schwerin.

MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND TOURISMUS MECKLENBURG-VORPOMMERN 2008: 380-kV-Leitung Krümmel-Schwerin/Görries, Umweltfachlicher Variantenvergleich (Freileitung-Kabel), Schwerin.

MINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND LANDWIRTSCHAFT UND DES MINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND VERKEHR SCHLESWIG HOLSTEIN vom 25.11.2003. Amtsbl.Schl.-H. 2003

MLUR – MINISTERIUM FÜR LANDWIRTSCHAFT, UMWELTSCHUTZ UND RAUMORDNUNG (2006): Adlerschutz. Lebensraum Wald 16. Forstliche Naturschutz-Tipps.

MÖCKEL, R., WIESNER, T. (2007): Zur Wirkung von Windkraftanlagen auf Brut- und Gastvögel in der Niederlausitz (Land Brandenburg). [www.abbo-info.de](http://www.abbo-info.de). Abruf am 2010-02-09.

MOURITSEN, H., RITZ, T. (2005): Magnetoreception and its use in bird navigation. *Current Opinion in Neurobiology* 15, S. 406-414.

MUGV – MINISTERIUM FÜR UMWELT, GESUNDHEIT UND VERBRAUCHERSCHUTZ (2003): Tierökologische Abstandskriterien für die Errichtung von Windenergieanlagen in Brandenburg.

MUNL 2003: Grundsätze zur Planung von Windenergieanlagen (Ergänzung für

NEITZKE, H.P., OSTERHOFF, J. (2010): Grenzwerte, Vorschriften und Empfehlungen zum Schutz der Bevölkerung vor niederfrequenten und statischen elektrischen und magnetischen Feldern. Studie im Auftrag des Energieforschungszentrums Niedersachsen. ECOLOG Institut Hannover, 11 Seiten.

NIEDERSÄCHSISCHE STAATSKANZLEI REFERAT 104 (2007): Fakten zum Netzausbau. Hannover.

NLT - NIEDERSÄCHSISCHER LANDKREISTAG (2009): Hochspannungsleitungen und Naturschutz. Hinweise zur Anwendung der Eingriffsregelung beim Bau von Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen und Erdkabeln. Hannover.

NLWKN - NIEDERSÄCHSISCHER LANDESBETRIEB FÜR WASSERWIRTSCHAFT KÜSTEN- UND NATURSCHUTZ (2010B): Vollzugshinweise zum Schutz von Brutvogelarten in Nieder-

sachsen. Teil 2: Wertbestimmende Brutvogelarten der EU-Vogelschutzgebiete mit Priorität für Erhaltungs- und Entwicklungsmaßnahmen – Schwarzstorch (*Ciconia nigra*). – Niedersächsische Strategie zum Arten- und Biotopschutz, Hannover, 7 S., unveröff.

NLWKN - NIEDERSÄCHSISCHER LANDESBETRIEB FÜR WASSERWIRTSCHAFT KÜSTEN- UND NATURSCHUTZ (2010C): Vollzugshinweise zum Schutz von Brutvogelarten in Niedersachsen. Teil 2: Wertbestimmende Brutvogelarten der EU-Vogelschutzgebiete – Raufußkauz (*Aegolius funereus*). – Niedersächsische Strategie zum Arten- und Biotopschutz, Hannover, 6 S., unveröff.

NLWKN - NIEDERSÄCHSISCHER LANDESBETRIEB FÜR WASSERWIRTSCHAFT KÜSTEN- UND NATURSCHUTZ (2010D): Vollzugshinweise zum Schutz von Brutvogelarten in Niedersachsen. Teil 2: Wertbestimmende Brutvogelarten der EU-Vogelschutzgebiete – Sperlingskauz (*Glaucidium passerinum*). – Niedersächsische Strategie zum Arten- und Biotopschutz, Hannover, 6 S., unveröff.

NLWKN - NIEDERSÄCHSISCHER LANDESBETRIEB FÜR WASSERWIRTSCHAFT KÜSTEN- UND NATURSCHUTZ (2010E): Vollzugshinweise zum Schutz von Brutvogelarten in Niedersachsen. Teil 2: Wertbestimmende Brutvogelarten der EU-Vogelschutzgebiete – Schwarzspecht (*Dryocopus martius*). – Niedersächsische Strategie zum Arten- und Biotopschutz, Hannover, 7 S., unveröff.

NLWKN – NIEDERSÄCHSISCHER LANDESBETRIEB FÜR WASSERWIRTSCHAFT KÜSTEN- UND NATURSCHUTZ (Hrsg.) (2009): Vollzugshinweise zum Schutz von Brutvogelarten in Niedersachsen. Teil 1: Wertbestimmende Brutvogelarten der Vogelschutzgebiete mit höchster Priorität für Erhaltungs- und Entwicklungsmaßnahmen – Rotmilan (*Milvus milvus*). – Niedersächsische Strategie zum Arten- und Biotopschutz, Hannover, 7 S., unveröff.

NNA (ALFRED TOEPFER AKADEMIE FÜR NATURSCHUTZ, HRG.) (1997): Natur- und Landschaftserleben – Methodische Ansätze zur Inwertsetzung und Zielformulierung in der Landschaftsplanung). Mitteilungen aus der NNA 8. Jg. Heft 1.

NOHL, W. 1993: Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch mastenartige Eingriffe – Materialien für die naturschutzfachliche Bewertung und Kompensationsermittlung. Kirchheim Hrsg.: Ministerium für Landwirtschaft und Naturschutz des Landes Mecklenburg-Vorpommern.

NWALDLG - NIEDERSÄCHSISCHES WALDGESETZ, vom 21. März 2002, Nds. GVBl. S. 112, zuletzt geändert am 26.03.2009

OBERFELD, G. (2006): Prüfkatalog des Fachbereiches Umweltmedizin für das Vorhaben 380kV- Freileitung von St. Peter a. H. zum Umspannwerk Salzach Neu (Salzburgleitung) der Verbund-Austrian Power Grid AG. Amt der Salzburger Landesregierung; Fachabteilung Landessanitätsdirektion; Referat Gesundheit, Hygiene und Umweltmedizin. Salzburg.

PARTL & ABERLE (2005): Nachhaltiges Trassenmanagement. Leitbilder - Steiermark, Kärnten.

PAUL, H.-U., D. UTHER, M. NEUHOFF, K. WINKLER-HARTENSTEIN, H. SCHMIDTKUNZ U. J. GROBNICK 2004: GIS-gestütztes Verfahren zur Bewertung visueller Eingriffe durch Hochspannungsfreileitungen – Herleitung von Kompensationsmaßnahmen für das Landschaftsbild, in: Naturschutz und Landschaftsplanung – Zeitschrift für Angewandte Ökologie, Jg. 36, Heft 5/2004, S. 139-144, Stuttgart.

PATIL, R.H., LAEGSMAND, M., OLESEN, J.E., PORTER, J.R. 2010: Growth and yield response of winter wheat to soil warming and rainfall patterns. The Journal of Agricultural Science. Online Publication July 01 2010.

PETER, MATTHIAS; MILLER, RICARDA; KUNZMANN, GÜNTHER; SCHITTENHELM, JÜRGEN (2009): Bodenschutz in der Umweltprüfung nach BauGB. Leitfaden für die Praxis der Bodenschutzbehörden in der Bauleitplanung. Herausgegeben von Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Bodenschutz (LABO).

PETERSEN, B., ELLWANGER, G., BIEWALD, G., HAUKE, U., LUDWIG, G., PRETSCHER, P., SCHRÖDER, E., SSYMANK, A. (Bearb.) (2003): Das europäische Schutzgebietssystem Natura 2000. Ökologie und Verbreitung von Arten der FFH-Richtlinie in Deutschland. Band 1: Pflanzen und Wirbellose.

PLANUNGSGRUPPE ÖKOLOGIE + UMWELT GMBH (2003): Zusammenfassung und Strukturierung von relevanten Methoden und Verfahren zur Klassifizierung und Bewertung von Bodenfunktionen für Planungs- und Zulassungsverfahren mit dem Ziel der Vergleichbarkeit. Endbericht des Forschungsvorhabens der LABO.

RICHARZ, K. (1998): Vogelverluste an Freileitungen: Massensterben oder Einzelschicksale? DER FALKE 7/8, 1998.

RICHARZ, K. (2001): Taschenbuch für Vogelschutz. 29 Tabellen. Aula-Verl., Wiebelsheim.

RIECKEN, U., FINK, P., RATHS, U., SCHRÖDER, E., SSYMANK, A. (2003): Standard-Biotoptypenliste für Deutschland – 2. Fassung: Februar 2003. Schriftenreihe für Landschaftspflege und Naturschutz, Heft 75.

ROTH, M. UND GRUEHN, D. 2010: Modellierung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft. Kriterien zur Bestimmung von Landschaftsbildqualitäten für große Räume. Natur und Landschaft 42 (4) 2010 S. 115-120.

RUNGE K., NOMMEL, J. (2006): Methodik der Landschaftsbildanalyse bei der Umweltverträglichkeitsprüfung von Offshore-Windenergieparks. In Storm u. Bunge Hrsg: Handbuch der Umweltverträglichkeitsprüfung, 18 S. Erich Schmidt Verlag, Berlin.

RYSLAVY, T.; PUTZE, M. (2000): Zum Schwarzstorch (*Ciconia nigra* [L., 1758]) in Brandenburg. Naturschutz und Landschaftspflege in Brandenburg 9,(3): S. 88–96.

SCHNITTER, P., EICHEN, C., ELLWANGER, G., NEUKIRCHEN, M., SCHRÖDER, E. (2006): Empfehlungen für die Erfassung und Bewertung von Arten als Basis für das Monitoring nach Artikel 11 und 17 der FFH-Richtlinie in Deutschland, Berichte des Landesamtes für Umweltschutz Sachsen-Anhalt (Halle), Sonderheft 2.

SCHUMACHER, A. (2002): Die Berücksichtigung des Vogelschutzes an Energiefreileitungen im novellierten Bundesnaturschutzgesetz. In: Naturschutz in Recht und Praxis - online 1: 2-12, [www.naturschutzrecht.net/online-zeitschrift/NRPO\\_Heft1.pdf](http://www.naturschutzrecht.net/online-zeitschrift/NRPO_Heft1.pdf).

SCOTT, R.E.; ROBERTS, L.J.; CADBURY, C.J. (1972): Bird deaths from power lines at Dungeness. *British Birds* 65: S. 273–286.

SELLIN, D. (2000): Ein Jahr unter Hochspannung - Beobachtungen zu den Auswirkungen von Freileitungen auf die Vogelwelt. *Ornithologischer Rundbrief für M-V*(42): S. 53–67.

SELLIN, D. (2010): Anmerkungen zu den Untersuchungen an einer 380-kV-Freileitung nahe des Kernkraftwerkes (KKW) Lubmin. Email vom 21.02.2010, Greifswald.

SILNY, J. (1997): Die Fauna in den elektromagnetischen Feldern des Alltags. *Vogel und Umwelt*(9): S. 29–40.

SILNY, J. et al. (2001-2011): Forschungsberichte des Forschungszentrums für Elektromagnetische Umweltverträglichkeit (femu). <http://www.femu.rwth-aachen.de/publikationen.php?l=g>

SOSSINKA, R. (2000): Hochspannungsfreileitungen in der Landschaft – für Vögel mehr als ein ästhetisches Problem. *Forschung an der Universität Bielefeld - Forschung im Dienst der Umwelt*(22): S. 19–22.

SPONAGEL, H., GROTTENTHALER, W., HARTMANN, K. -J., HARTWICH, R., JANETZKOW, P., JOISTEN, H., KÜHN, D., SABEL, K. -J., TRAIIDL, R. (2005): *Bodenkundliche Kartieranleitung*. 5. Auflage. Hannover: Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung.

SSK - STRAHLENSCHUTZKOMMISSION (2001): Grenzwerte und Vorsorgemaßnahmen zum Schutz der Bevölkerung vor elektromagnetischen Feldern. Empfehlung der Strahlenschutzkommission mit wissenschaftlicher Begründung. – Berichte der Strahlenschutzkommission (SSK) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Heft 29 /2001. München, Jena.

SSK - STRAHLENSCHUTZKOMMISSION (2004): Elektromagnetische Felder neuer Technologien. Empfehlung der Strahlenschutzkommission zum Schutz der Bevölkerung und Statusbericht der Strahlenschutzkommission. – Berichte der Strahlenschutzkommission (SSK) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Heft 41 (2004). Bonn.

SSK - STRAHLENSCHUTZKOMMISSION (2008): Jahresbericht 2007 der Strahlenschutzkommission.- Berichte der Strahlenschutzkommission (SSK) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Heft 55/2008. Berlin.

SSK - STRAHLENSCHUTZKOMMISSION (2009): Jahresbericht 2008 der Strahlenschutzkommission. – Berichte der Strahlenschutzkommission (SSK) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Heft 59 (2009). Berlin.

SSK (STRAHLENSCHUTZKOMMISSION) 2008: Schutz vor elektrischen und magnetischen Feldern der elektrischen Energieversorgung und -anwendung. Empfehlung der Strahlenschutzkommission. Verabschiedet in der 221. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 21./22.02.2008

THE BELGIAN BIOELECTROMAGNETIC GROUP (BBEMG) (2010): Standards. <http://www.bbemg.ulg.ac.be/UK/3EMFHealth/standards.html> (03/2010)



Transpower (2010): Raumordnungsverfahren zur 380-kV-Höchstspannungsverbindung Wahle – Mecklar. Erläuterungsbericht und allgemein verbindliche Zusammenfassung. Braunschweig.

TRAUTNER, J. (2008): Artenschutz im novellierten BNatSchG – Übersicht. In: Institut für Naturschutz und Naturschutzrecht Tübingen (Hg.): Naturschutz in Recht und Praxis - online (Heft 1), Heft 1, S. 2-20.

TRÜBY, P. UND UTHNER, D. (2011): Wärmeemission von Hochspannungserdkabeln -Ergebnisse eines Feldexperiments zur Einschätzung der Auswirkungen auf den Boden. Powerpointpräsentation über eine Studie im Auftrag der Amprion GmbH. TU-Hannover 22.2.2011.

UNION OF THE ELECTRICITY INDUSTRY, ENVIRONMENT & SOCIETY WORKING GROUP (2006): EMF Exposure Standards Applicable in Europe and Elsewhere

UTHER, D., BRAKELMANN, H., STAMMEN, J., ALDINGER, E., TRÜBY, P. (2009): Wärmeemission bei Hoch- und Höchstspannungskabeln - Freilandexperiment und Simulation. VWEW Energieverlag GmbH, Sonderdruck Nr. 6290 aus EW 2009 H. 10, S. 66-74.

UVP-G – UVP-GESETZ, in der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Juni 2005, BGBl. I S. 1757, zuletzt geändert am 11. August 2009, BGBl. I S. 2723, Inkrafttreten am 01.03.2010

VATTENFALL (2005): Höchstspannungsnetze: Freileitung oder Kabel? Eine Analyse der Vattenfall Europe AG mit dem Beispiel des 380-kV-Kabelprojekts in Berlin.-Vattenfall Europe: Wissen 01/05.

WACHTER, T. ; LÜTTMANN, J. ; MÜLLER-PFANNENSTIEL, K. (2004): Berücksichtigung von geschützten Arten bei Eingriffen in Natur und Landschaft. In: Naturschutz und Landschaftsplanung, Jg. 36, H. 12.

WEIGEL, J. 2007: Kompensationsflächenberechnung für Freileitungen. Hannover, 2007

WEIGEL, J. U. J. FALKENHAGEN 2005: Software simuliert Wirkung auf das Landschaftsbild – Ex-Ante-Sichtbarkeitsanalyse für Großräume am Beispiel einer Freileitungstrasse durch Niedersachsen, in: Erneuerbare Energien, Jg. 15, Heft 8/2005, S. 28-31

WHG 2010 – WASSERHAUSHALTSGESETZ 2010, in der Fassung der Bekanntmachung der Neufassung vom 31. Juli 2009, Inkrafttreten am 1.3.2010

WHO – WORLD HEALTH ORGANISATION (2001): Elektromagnetische Felder und öffentliche Gesundheit. – International EMF Project. <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs263/en/> Abgerufen am 2010-08-09.

WHO 2010: International EMF-Project. EMF World Wide Standards. <http://www.who.int/docstore/peh-emf/EMFStandards/who-0102/Worldmap5.htm> (03/2010)

WIRTSCHAFTSMINISTERIUM BADEN-WÜRTTEMBERG 2001: Windfibel: Windenergienutzung, Technik, Planung und Genehmigung. Stuttgart.

WRRL – WASSERRAHMENRICHTLINIE 2000/60/EG zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik, vom 23. Oktober 2000, ABl. EG L 327 S. 1, zuletzt geändert am 23. April 2009, ABl. EG L 140 S. 114

ZEHFUß, H. D. (2005): Energieversorgungsunternehmen in Rheinland-Pfalz – ein Beitrag zum Weißstorchschutz (I). Pollichia-Kurier 21,(1): S. 15–20.

ZEWE, R. 1996: Einfluß von Freileitungen auf das Landschaftsbild – Neue und verbesserte Verfahren zur Beurteilung der Sichtbarkeit. Dissertation. Saarbrücken

ZEWE, R. U. M. GROß 1997: Sichtbarkeit von Freileitungen. Sonderheft der ELEKTRIE anlässlich des 60. Geburtstags von Prof. Dr.-Ing. H.-J. Koglin. Zürich.



## Anhang 1: Gesetzliche Grenzwerte

**sowie staatliche Vorschriften und Empfehlungen zum Schutz vor niederfrequenten elektrischen und magnetischen Feldern;  
nachrichtliche Übernahme aus: Neitzke, H.P., Osterhoff, J. (ECOLOG) 2010.**

**Tabelle 1:** Gesetzliche Grenzwerte sowie staatliche Vorschriften und Empfehlungen

Institution/Vorschrift (Jahr)	Anwendungsbereich	Frequenz [Hz]	Elektr. Feld [V/m]	Magnet. Feld [iT]	Bemerkung
Australien					
National Health and Medical Research Council Interim guide- lines on limits of exposure to	Bevölkerung, ganztägige Exposi- tion	50/60	5.000	100	unverbindliche Richtlinien; gesetzliche Vorschriften in Vor- bereitung (Australian Radiation
	Bevölkerung, kurzzeitige Exposi- tion		10.000	1.000	
Europäische Union					
Council Recommendation on the limitation of exposure of the general public to electro-mag- netic fields (0 Hz to 300 GHz) (1999/519/EC) (1999)	Bevölkerung	50	5.000	100	Empfehlung zur Umsetzung durch die Mitgliedsstaaten
Belgien					
Arrêté Ministériel/Ministerieel Besluit (1987/88)	Bevölkerung, Überlandleitungen	50	10.000		Allgemeine Vorschriften für elektrische Installationen
	Bevölkerung, Überlandleitungen über bewohnten Gebieten		5.000		
Dänemark					
Keine gesetzlichen Grenzwerte, Empfehlung zur Anwendung des Vorsorgeprinzips: keine Hochspannungsleitungen				in der Nähe von Wohnungen (1993)	

Institution/Vorschrift (Jahr)	Anwendungsbereich	Frequenz [Hz]	Elektr. Feld [V/m]	Magnet. Feld [ $\mu$ T]	Bemerkung
Deutschland					
26. Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz	Bevölkerung, gewerblich genutzte Anlagen, Dauerexposition	50	5.000	100	
	Bevölkerung, gewerblich genutzte Anlagen, kurzfristige Überschreitung		10.000	200	
Bundesland Bremen					
Senator für Arbeit, Frauen, Gesundheit, Jugend und Soziales Empfehlung zur Gesundheitsvorsorge bei Niederfrequenzanlagen (2004)	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen	50		0,3	
Bundesland Nordrhein-Westfalen					
Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (MUNLV) Abstandserlass (2004)	Bevölkerung, Hochspannungsfreileitungen	50		10	
Finnland					
Decree on the limitation of exposure of the public to non-ionizing radiation 294/2002, based on the Law on radiation protection 592/1991, 43 (2002)	Bevölkerung, längere Exposition	50	5.000	100	Empfehlung
	Bevölkerung, kurzzeitige Exposition		15.000	500	
Frankreich					
Erlass über technische Anforderungen an Stromversorgungssysteme (2001)	Bevölkerung, Stromversorgungsanlagen	50	5.000	100	Empfehlung für lokale Behörden

Institution/Vorschrift (Jahr)	Anwendungsbereich	Frequenz [Hz]	Elektr. Feld [V/m]	Magnet. Feld [ $\mu$ T]	Bemerkung
<b>Großbritannien</b>					
National Radiological Protection Board (NRPB)/Health Protection Agency: Advice on Limiting Exposure to Electro-magnetic Fields (0-300 GHz) (2004)	Bevölkerung	50	5.000	100	verbindliche Empfehlung in Verbindung mit Health and Safety at Work Act (1974)
<b>Italien</b>					
Ministerpräsident Erlass (Gazzetta Ufficiale della Repubblica)	Bevölkerung	50	5.000	100	entsprechend EU Empfehlung
	Bevölkerung, 24 h-Median, für tägliche Expositionszeiten > 4 h			10	
	Bevölkerung, Qualitätsziel			3	
<b>Region Emilia Romagna</b>					
Emilia-Romagna: legge sull'elettrosmog Legge Regionale 31 Ottobre 2000 n.30	Bevölkerung, Aufenthaltsdauer > 4 h	50		0,2	vom Verfassungsgericht als rechtlich bindend bestätigt
<b>Region Toscana</b>					
Regione Toscana - Regolamento in materia di linee elettriche ed impianti elettrici Regolamento relativo alla legge n.51 - 11 agosto 1999	Bevölkerung, Aufenthaltsdauer > 4 h	50		0,2	vom Verfassungsgericht als rechtlich bindend bestätigt
<b>Region Veneto</b>					
Bollettino Ufficiale della Regione del Veneto - 26-10-1999 - N. 93 Legge Regionale 22 ottobre 1999, n.48	Bevölkerung, Aufenthaltsdauer > 4 h	50	500	0,2	24 h-Durchschnitts-Zielwert für neu zu errichtende Versorgungsleitungen

Institution/Vorschrift (Jahr)	Anwendungsbereich	Frequenz [Hz]	Elektr. Feld [V/m]	Magnet. Feld [μT]	Bemerkung
Japan					
Ministerium für Internationalen Handel und Industrie Technical Standards for e-lectrical facilities, Article 112 (1973)	Bevölkerung, Hochspannungs-freileitungen	50	3.000		nicht anzuwenden in Gebieten, in denen sich Menschen selten aufhalten
Kanada					
keine gesetzlichen Grenzwerte oder Vorschriften für den Niederfrequenzbereich					
Niederlande					
Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment Letter on Overhead Powerlines (2005)	Bevölkerung, Hochspannungs-leitungen	50	5.000	100	Hinweise für lokale Behörden und Anlagenbetreiber, gesetzli-che Vorschriften in Vorbereitung
	Kinder, Hochspannungsleitun-gen, lang andauernde Exposi-tion, Jahresmittel			0,4	
Gesundheitsrat	Bevölkerung	50	8.000	120	
Österreich					
Österreichisches Normungs-institut ÖVE/ÖNORM E 8850:2006-02-01 (Vornorm) (2006)	Bevölkerung	50	5.000	100	
Polen					
Erlass des Umweltministeriums (2003)	Bevölkerung	50	10.000	48	
	Bevölkerung, Wohngebiete		1.000	48	
Portugal					
Regierung Gesetz	Bevölkerung, längere Exposi-tionszeit	50	5.000	100	
Schweden					

keine gesetzlichen Grenzwerte, verbindliche Anwendung des Vorsorgeprinzips

#### Schweiz

Bundesrat Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) (2000)	Bevölkerung, Dauerexposition	*		100	
	Bevölkerung, Dauerexposition, sensible Bereiche			1	Daueraufenthaltsbereiche

#### Spanien

keine gesetzlichen Grenzwerte	oder Vorschriften für den Niederfrequenzbereich				
-------------------------------	---	--	--	--	--

#### Tschechien

Regierung Gesetz No 480/2000 (2001)	Bevölkerung, Dauerexposition	50	5.000	100	
-------------------------------------	------------------------------	----	-------	-----	--

#### USA

keine gesetzlichen Grenzwerte	oder Vorschriften für den Niederfrequenzbereich				
-------------------------------	---	--	--	--	--

#### Bundesstaat Florida

	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen (edge of right-of-way)	60	2.000		
	230 kV-Trassen			15	
	500 kV-Trassen			20	

#### Bundesstaat Minnesota

	Bevölkerung, generell	60	8.000		
--	-----------------------	----	-------	--	--

#### Bundesstaat Montana

	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen (edge of right-of-way)	60	1.000		
--	--	----	-------	--	--

#### Bundesstaat New Jersey

	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen (edge of right-of-way)	60	3.000		
--	--	----	-------	--	--

Institution/Vorschrift (Jahr)	Anwendungsbereich	Frequenz [Hz]	Elektr. Feld [V/m]	Magnet. Feld [ $\mu$ T]	Bemerkung
Bundesstaat New York					
	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen (edge of right-of-way)	60	1.600	20	
	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen, Kreuzung öffentlicher Straßen	60	7.000		
	Bevölkerung, Hochspannungsleitungen, Kreuzung privater Straßen	60	11.000		
	Bevölkerung, generell	60	11.800		
Bundesstaat Oregon					
	Bevölkerung, zugängliche Bereiche und bewohnte Gebiete	60	9.000		



## Anhang 1, Tabelle 2: Grenzwertempfehlungen wissenschaftlicher Gremien

(nachrichtliche Übernahme: Neitzke, H.P., Osterhoff, J. (ECOLOG) 2010.

Organisation					
Quelle	Anwendungsbereich	Frequenz [Hz]	Elektr. Feld [V/m]	Magnet. Feld [ $\mu$ T]	Bemerkung
BioInitiative Working Group					
BioInitiative 2007	Bevölkerung, Wohngebiete und neue Versorgungsleitungen	50/60		0,1	
	Bevölkerung, andere Bereiche	50/60		0,2	
ICNIRP					
ICNIRP 2009	Bevölkerung	0		400.000	Exposition irgend eines Körperteils
	Bevölkerung, Implantatträger			500	
ICNIRP 1998	Bevölkerung	50	5.000	100	
Strahlenschutzkommission					
SSK 2008	Bevölkerung, Energieversorgungsanlagen	50	5.000	100	keine Ausschöpfung der Grenzwerte, Minimierungsgebot
	Bevölkerung, Energieversorgungsanlagen, Implantatträger, weitere Expositionsbeiträge möglich			10	Vorsorge Implantatträger
	Bevölkerung, Energieversorgungsanlagen, Implantatträger, keine weiteren Expositionsbeiträge möglich			15	

## Anhang 2: Modelltrassenabschnitte für exemplarische Darstellungen

**Tabelle 1: Allgemeine Charakterisierung**

Nr.	Streckencharakter	Naturraum	Bodenlandschaft	Bodentyp
1	Höhenlage, Steigung, besiedelt	Bergland	Lössverbreitungsgebiete	Pseudegley-Parabraunerde
2	Wechsel von Höhenlage zu Tallage mit Flußquerung, dicht besiedelt	Höhenzüge, Bergland, Becken	Verbreitungsgebiete der Talsedimente, Silikatverbreitungsgebiete	Vega, Braunerde-Regosol, Pseudogley-Braunerde
3	Rezente Auenlage parallel zur Autobahn, schwach besiedelt	Flusslandschaften, Auen u. Niederterrassen, Höhenzüge	Lehmverbreitungsgebiete, Lössverbreitungsgebiete	Kolluvisol unterlagert von Gley, Pseudogley-Parabraunerde, Gley-Schwarzerde
4	Flußquerung, Nähe Autobahn, EU-Vogelschutzgebiete	Flusslandschaften, Auen u. Niederterrassen, Bergland Becken, Höhenzüge	Verbreitungsgebiete der Talsedimente, Löss- u. Karbonatsteinverbreitungsgebiete	Vega, Pseudogley-Parabraunerde, Pararendzina
5	Parallel zur Autobahn, hügelig, kurvig, besiedelt	Bergland, Becken, Höhenzüge	Löss- u. Karbonatsteinverbreitungsgebiete	Pseudogley-Parabraunerde, Rendzina, Pararendzina
6	Parallel zur Autobahn, Flußquerung, schwachbesiedelt nahe EU-Vogelschutzgebieten	Höhenzüge Becken, Bergland Becken	Karbonatstein-, Ton-, Verbreitungsgebiet sowie fluviatiler, glazifluviatiler u. Talsedimente	Pararendzina, Braunerde, Parabraunerde, Gley-Vega
7	Parallel zur Autobahn, wenig besiedelt	Bergvorland, Lössbörde	Lehm- u. Karbonatsteinverbreitungsgebiete	Pseudeogley-Parabraunerde, Parabraunerde
8	Flachland, dünn besiedelt	Lössbörde	Lehmverbreitungsgebiete	Pseudogley-Schwarzerde
9	Flachland, dicht besiedelt, wechselhafte Böden, u.a. Moor und anderer Weichboden	Geestplatten u. Endmoränen, Bördenvorland	Sandlössverbreitungsgebiete, Talsandgebiete	Braunerde, Parabraunerde, Gley m. Erdniedermoorauflage, Erd-Niedermoor Gley

**Tabelle 2: Charakterisierung des Bodens an den Modelltrassenabschnitten**

Nr.	Bodentyp	bodenartlicher und geologischer Profilaufbau	Bodenartlicher Profiltyp	Geologischer Profiltyp	Mittlerer Grundwasserhoch und -tiefstand	Bodenkundliche Feuchte-stufe	Übliche Nutzung	Wärmeleitwert W/mK, trocken, 1 m tief	Wärme-widerstand K m/W, trocken, 1 m tief
1	Pseudegley-Parabraunerde	<i>(Lehmschluff//Tonschluff//Lehmschluff_Normallehm Löss_Fließerde)</i>	lu//tu//lu_II	Lo_fl	>20/>20	5	A	0,5	2
2	Vega	<i>Lehmj Schluff=Lehmsand=Kies Auenlehm=fluviale Ablagerungen</i>	lu=ls=G	Lf=f	10/>20	5	A	0,4	2,5
	Braunerde-Regosol	<i>Normallehm//Schluffstein Verwitterung//Mesozoikum</i>	ll=^u	vw//ms	>20/>20	3	F	1	1
	Pseudogley-Braunerde	<i>Normallehm//Tonlehm//Schluffstein Hangbildungen//Verwitterung=Mesozoikum</i>	ll//tl//^u	hg//vw=ms	>20/>20	5	F	1	1
3	Kolluvisol unterlagert von Gley	<i>Lehmschluff//Normallehm Schwemmlöss//Fließerde</i>	lu//ll	Lou//fl	0,571428571	6	G	0,5	2
	Pseudogley-Parabraunerde	<i>Lehmschluff//Tonschluff//Lehmschluff_Normallehm Löss_Fließerde</i>	lu//tu//lu_II	Lo_fl	>20/>20	5	A	0,5	2
	Gley-Schwarzerde	<i>Lehmschluff Löss</i>	lu	Lo	0,3125	5	G	0,5	2
4	Vega	<i>Lehmschluff=Lehmsand=Kies Auenlehm=fluviale Ablagerungen</i>	lu=ls=G	Lf=f	8/>20	5	G	0,5	2
	Pseudogley-Parabraunerde	<i>Lehmschluff//Tonschluff//Lehmschluff//Normallehm Löss_Fließerde</i>	lu//tu//lu/ll	Lo=fl	>20/>20	5	A	0,5	2
	Pararendzina	<i>Schluffton//Kalkstein Verwitterung//Mesozoikum</i>	ut//^k	vw//ms	>20/>20	3	A	1	1
5	Pseudogley-Parabraunerde	<i>Lehmschluff//Tonschluff/Lehmschluff_Normallehm Löss_Fließerde</i>	lu//tu//lu_II	Lo_fl	>20/>20	5	A	0,5	2

Nr.	Bodentyp	bodenartlicher und geologischer Profilaufbau	Bodenartlicher Profiltyp	Geologischer Profiltyp	Mittlerer Grundwasserhoch und -tiefstand	Bodenkundliche Feuchte-stufe	Übliche Nutzung	Wärmeleitwert W/mK, trocken, 1 m tief	Wärme-widerstand K m/W, trocken, 1 m tief
	Rendzina	Schluffton//Kalkstein Verwitterung//Mesozoikum	ut//^k	vw//ms	>20/>20	2	F	1	1
	Pararendzina	Schluffton//Kalkstein Verwitterung//Mesozoikum	ut//^k	vw//ms	>20/>20	3	F	1	1
6	Pararendzina	Schluffton//Kalkstein Verwitterung//Mesozoikum	ut//^k	vw//ms	>20/>20	3	A	1	1
	Braunerde	Normallehm//Schluffton//Tonstein Hangbildungen//Verwitterung=Mosoikum	ll//ut//^t	hg//vw=ms	>20/>20	4	A	1	1
	Parabraunerde	Lehmschluff//Tonschluff=Reinsand Löss=Mittelterrasse	lu//tu=ss	Lo=qM	>20/>20	5	A	0,4	2,5
	Gley-Vega	Lehmschluff=Kies Auenlehm=fluviatile Ablagerungen	su=G	Lf=f	6/>20	6	G	0,5	2
7	Pseudeogley-Parabraunerde	Lehmschluff//Tonschluff=Sandlehm Löss_Geschiebelehm	lu//tu=sl	Lo_Lg	>20/>20	5	A	0,4	2,5
	Parabraunerde	Lehmschluff//Tonschluff=Mergelstein Löss=Mesozoikum	lu//tu=^m	Lo=ms	>20/>20	4	A	1	1
8	Erd-Niedermoor	Niedermoor	hn	Hn	2/10	8	G	0,5	2
	Gley	Lehmsand//reinsand fluviatile Ablagerungen	ls//ss	f	5/16	5/3	A	0,5	2
9	Braunerde	Schluffsand//Reinsand Sandlöss//glazifluviatile Ablagerungen	us//ss	Los//gf	>20/>20	3	A	0,4	2,5
	Parabraunerde	Sandschluff//Tonschluff//Reinsand Sandlöss=glazifluviatile Ablagerungen	su//tu//ss	Los//gf	>20/>20	5	A	0,5	2
	Gley mit Erdniedermoorauflage	Niedermoor/Reinsand Niedermoor/fluviatile Ablagerungen	hn/ss	Hn/f	2/6	8	G	0,4	2,5

---

Quellen: Bodencharakteristik der Streckenabschnitte: Bodenübersichtskarte Niedersachsen (BÜK) 1: 50.000. Wärmeleitwerte abgeleitet nach: KUHN, CH. u. FEISTEL, E. (2010). Berechnung der Temperaturverteilungen durch M. Mohrmann, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung an der Leibniz Universität Hannover. Legende: A= Acker, G= Grünland, F= Wald, Forst.

## Anhang 3: Besonders geschützte Arten

### Übersichten zum Vorkommen von nach Anhang der FFH-Richtlinie in den Bundesländern mit Netzausbauschwerpunkten

**Tabelle A1:** Besonders geschützte Amphibien und Reptilien nach Anhang der FFH-Richtlinie in den Bundesländern mit Netzausbauschwerpunkten (Quelle: Schnitter et al. 2006)

Amphibien und Reptilien											
Artname	NI	HE	NW	B W	TH	Artname	NI	HE	NW	B W	TH
Geburtshelferkröte	X	X	X	X	X	Seefrosch	X	X	X	X	X
Rotbauchunke	X					Gras-, Taufrosch	X	X	X	X	X
Gelbbauchunke	X	X	X	X	X	Kammolch	X	X	X	X	X
Kreuzkröte	X	X	X	X	X	Schlingnatter	X	X	X	X	X
Wechselkröte	X	X	X	X	X	Europäische Sumpfschildkröte	?	X; W		X	
Laubfrosch	X	X	X	X	X	Zauneidechse	X	X	X	X	X
Knoblauchkröte	X	X	X	X	X	Westliche Smaragdeidechse		?			
Moorfrosch	X	X	X	X	X	Kroatische Gebirgseidechse					
Springfrosch	X	X	X	X	X	Östliche Smaragdeidechse					
Kleiner Wasserfrosch	X	X	X	X	X	Würfelnatter					
Alpensalamander				X		Mauereidechse	A	X	X	X	
Wasser- Teichfrosch	X	X	X	X	X	Äskulapnatter		X		X	

**Legende:** X = Art kommt aktuell im Bundesland vor; W = Wiederansiedlungsprojekt innerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, A = Vorkommen außerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, BB, BY etc. = Kürzel der Bundesländer, ? = Vorkommen fraglich;

**Tabelle A2:** Besonders geschützte Fledermäuse nach Anhang der FFH-Richtlinie in den Bundesländern mit Netzausbauschwerpunkten (Quelle: Schnitter et al. 2006)

Fledermäuse											
Artname	NI	HE	NW	B W	TH	Artname	NI	HE	NW	B W	TH
Mopsfledermaus	X	X	X	X	X	Kleiner Abendsegler	X	X	X	X	X
Nordfledermaus	X	X	X	X	X	Abendsegler	X	X	X	X	X
Breitflügelfledermaus	X	X	X	X	X	Weißrandfledermaus				X	
Nymphenfledermaus				X		Rauhhaufledermaus	X	X	X	X	X
Bechsteinfledermaus	X	X	X	X	X	Zwergfledermaus	X	X	X	X	X
Große Bartfledermaus	X	X	X	X	X	Mückenfledermaus	X	X	X	X	X
Teichfledermaus	X	X	X		X	Braunes Langohr	X	X	X	X	X
Wasserfledermaus	X	X	X	X	X	Graues Langohr	X	X	X	X	X
Wimperfledermaus				X		Große Hufeisennase				X	
Großes Mausohr	X	X	X	X	X	Kleine Hufeisennase		X		?	X
Kleine Bartfledermaus	X	X	X	X	X	Zweifarbflledermaus	X	X	X	X	X
Fransenfledermaus	X	X	X	X	X						

**Tabelle A3:** Besonders geschützte Landsäugetiere nach Anhang der FFH-Richtlinie in den Bundesländern mit Netzausbauswerpunkten (Quelle: Schnitter et al. 2006)

Landsäugetiere											
Artname	NI	HE	NW	B W	TH	Artname	NI	HE	NW	B W	TH
Baumarder				X		Fischotter	X		?		X
Biber	X	W	W	W		Luchs	W	?	X	X	X
Feldhamster	X	X	X	X	X	Haselmaus	X	X	X	X	X
Baumschläfer						Iltis, Waldiltis				X	
Wildkatze	X	X	X		X	Gämse				A	

**Legende:** X = Art kommt aktuell im Bundesland vor; W = Wiederansiedlungsprojekt innerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, A = Vorkommen außerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, BB, BY etc. = Kürzel der Bundesländer, ? = Vorkommen fraglich;

**Tabelle A4:** Besonders geschützte Weichtiere, Libellen, Käfer und Schmetterlinge nach Anhang der FFH-Richtlinie in den Bundesländern mit Netzausbauswerpunkten (Quelle: Schnitter et al. 2006)

Weichtiere, Libellen, Käfer und Schmetterlinge											
Artname	NI	HE	NW	B W	T H	Artname	NI	HE	N W	BW	TH
Zierliche Teller-schnecke	X			X		Großer Feuerfalter		?		X	
Weinbergschnecke				X		Blauschillernder Feuer-falter		X	X	X	
Gemeine Fluss-muschel	X	X	X	X	X	Apollofalter				X	
Grüne Mosa-ikjungfer	X					Quendel-Ameisenbläuling	X	X	X	X	X
Asiatische Keil-jungfer	X	X	X	X	X	Dunkler Wiesenknopf-Ameisenbläuling	X	X	X	X	X
Östliche Moos-jungfer	X				X	Heller Wiesenknopf-Ameisenbläuling		X	X	X	X
Zierliche Moos-jungfer	X			X		Gelbringfalter				X	
Große Moosjungfer	X	X	X	X	X	Schwarzer Apollofalter		X		X	X
Grüne Keiljungfer	X	X	X	X	X	Nachtkerzenschwärmer	X	X	X	X	X
Sibirische Winter-libelle	X		?	X		Vierzähntiger Mistkäfer					
Spanische Flagge				X		Heldbock	X	X	X	X	
Abiss-Scheckenfalter				X		Hirschkäfer				X	
Heckenwollfalter					X	Eremit	X	X	X	X	X
Eschen-Scheckenfalter				X		Alpenbock				X	

**Legende:** X = Art kommt aktuell im Bundesland vor; W = Wiederansiedlungsprojekt innerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, A = Vorkommen außerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, BB, BY etc. = Kürzel der Bundesländer, ? = Vorkommen fraglich;



**Tabelle A5:** Besonders geschützte Farne und Samenpflanzen nach Anhang der FFH-Richtlinie in den Bundesländern mit Netzausbauschwerpunkten (Quelle: Schnitter et al. 2006)

### Farne und Samenpflanzen

Artname	NI	HE	NW	B W	TH	Artname	NI	HE	NW	B W	TH
Einfacher Rautenfarn			X			Sumpf-Gladiole				X	
Kleefarn			A	X		Sand-Silberscharte		X		X	
Prächtiger Dünnfarn	X	X	X	X	X	Liegendes Büchsenkraut				X	
Sumpf-Engelwurz					X	Sumpf-Glanzkraut	X		X	X	
Kriechender Scheiberich	X		X			Schwimmendes Froschkraut	X		X		
Dicke Trespe				X		Bodensee-Vergissmeinnicht				X	
Frauenschuh	X	X	X	X	X	Schierling-Wasserfenchel	X				
Vorblattloses Leinblatt	X					Sommer-Schraubenstängel				X	

**Legende:** X = Art kommt aktuell im Bundesland vor; W = Wiederansiedlungsprojekt innerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, A = Vorkommen außerhalb des natürlichen Verbreitungsgebietes der Art, BB, BY etc. = Kürzel der Bundesländer, ? = Vorkommen fraglich;

## **Anhang 4: Landschaftsbildbewertung für Freileitungstrassen nach Nohl, Paul und Weigel**

### **Landschaftsbildanalyse bei mastenartigen Eingriffen nach Nohl**

Im Folgenden wird die Langfassung der Kompensationsflächenberechnung beschrieben. Diese bezieht sich auf die Freileitungsmasten auf Höchstspannungsebene. Nohl bietet neben einer Langfassung auch zwei Kurzfassungen an, die sich auf andere Typen der mastenartigen Eingriffsform beziehen (z.B. Windenergieanlagen, Funkmasten geringerer Höhe).

#### **1. Schritt: Wirkzonen**

Im ersten Schritt werden zunächst drei trassenparallele, visuelle Wirkzonen unterschiedlichen Abstands zum Eingriff gebildet, um das potentiell beeinträchtigte Gebiet festzulegen. Wirkzone I mit einem Abstand von 200 m, Wirkzone II mit einem Abstand von 1500 m Entfernung und Wirkzone III mit einem Abstand von 10000 m zum Eingriffsobjekt (kann bei relativ homogener ästhetischer Ausstattung der Wirkzone auch auf 5000 m reduziert werden). Damit soll der Tatsache Rechnung getragen werden, dass die Wirkung der Freileitungstrasse mit zunehmender Entfernung exponential abnimmt.

#### **2. Schritt: tatsächlich beeinträchtigte Flächen**

Im zweiten Schritt wird das durch die Freileitungstrasse tatsächlich beeinträchtigte Gebiet festgelegt, indem die Flächen hervorgehoben werden, von denen man den Eingriff nicht wahrnehmen kann (z.B. da sich dort eine Senke befindet oder es durch einen Wald verdeckt wird).

#### **3. Schritt: Landschaftsbildeinheiten**

Die tatsächlich beeinträchtigten Gebiete werden anschließend in landschaftsästhetische Raumeinheiten, auch Landschaftsbildeinheiten genannt, gegliedert um sie einzeln bewerten zu können. Diese Landschaftsbildeinheiten sind Gebiete oder Flächen, die sich in ihrem Erscheinungsbild vom Umfeld unterscheiden. Gebildet werden diese anhand der Informationen aus u.a. Biotoptypenkartierung, Luftbildern, topographischen Karten und visuellen Eindrücken bei Geländebegehungen.

#### **4. Schritt: ästhetischer Eigenwert vor dem Eingriff**

Dieser Schritt besteht darin, die ermittelten Landschaftsbildeinheiten vor dem Eingriff einzeln zu gewichten. Es wird der ästhetischer Eigenwert für diese Raumeinheiten ermittelt, der sich als Wert in einer Stufenskala (z.B. 10er Skala) widerspiegelt. Der Wert ist umso höher, je größer die Werte der Vielfalt, Naturnähe und Eigenarterhalt der Landschaft sind. Ein landschaftlicher Raum ist in ästhetischer Hinsicht umso vielfältiger, je mehr (visuell) deutlich unterscheidbare Elemente er enthält (z.B. Oberflächenformen, Vegetationsstrukturen, Gewässerformen, etc.). Die Naturnähe ist abhängig von der Sichtbarkeit des menschlichen Einflusses und einer erkennbaren Ei-

genentwicklung. Der Eigenartserhalt als dritter Einflussfaktor des ästhetischen Eigenwerts bemisst sich aus der Veränderung des Landschaftscharakters in einem Zeitraum von ca. 50 Jahren (z.B. wenn typische Elemente wie eine historische Strasse zerstört oder untypische Elemente wie eine Autobahn eingefügt werden). Sind die (Teil-) Werte der drei o.g. Parameter durch Einschätzung eines Experten ermittelt, werden Sie zu einem Gesamtwert aufsummiert und in Stufen eingeordnet. Wird eine besonders hohe Stufe erreicht, also besitzt die ästhetische Raumeinheit einen hohen Eigenwert, ist diese als Tabufläche anzusehen.

#### **5. Schritt: ästhetischer Eigenwert nach dem Eingriff**

Im fünften Schritt erfolgt die Schätzung der ästhetischen Eigenwerte in den landschaftsästhetischen Raumeinheiten nach Eingriff. Hier wird unter Einbeziehung der gleichen Skala der ästhetische Eigenwert wie im vorherigen Schritt beschrieben vorausschauend ermittelt. Ggf. wird hierfür eine Fotomontage des Landschaftsbildes mit dem Eingriff erstellt.

#### **6. Schritt: Eingriffsintensität**

Im sechsten Schritt wird die Eingriffsintensität der einzelnen Räume ermittelt. Dazu wird die Differenz der ästhetischen Eigenwerte vor und nach dem geplanten Eingriff gebildet. Dies drückt die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch die Trasse in dem betrachteten Teilraum aus.

#### **7. Schritt: visuelle Verletzlichkeit der ästhetischen Raumeinheiten**

Der siebte Schritt besteht darin, die visuelle Verletzlichkeit in den ästhetischen Raumeinheiten zu ermitteln. Da Landschaften je nach ihrer Beschaffenheit einen Eingriff unterschiedlich gut „verkräften“ und somit die Beeinträchtigung des gleichen Eingriffs in verschiedenen Landschaftsräumen unterschiedlich stark ist, wird hier versucht, den Landschaftsbildeinheiten einen Wert zuzuweisen. Dies geschieht analog zu der oben beschriebenen Ermittlung des ästhetischen Eigenwertes, nur dass die Parameter, die zu diesem Wert führen, die Reliefierung des Geländes, die Vielfalt der Elemente und die Vegetationsdichte sind. Generell ist die visuelle Verletzlichkeit umso höher, desto offener und transparenter die Landschaft ist. Wenn das Gelände eine hohe Reliefenergie besitzt, also eher hügelig als flach ist, wird ein hohes Objekt, da es weniger stark über den Horizont ragt, als weniger störend angesehen. Besitzt eine Raumeinheit wenige Landschaftselemente, sticht das Eingriffsobjekt eher ins Auge und der Eingriff wiegt schwerer. Und umso höher die Vegetationsdichte in einem Gebiet ist, desto schöner wird es empfunden, weshalb die visuelle Verletzlichkeit zunimmt.

#### **8. Schritt: Schutzwürdigkeit der ästhetischen Raumeinheit**

Im achten Schritt wird festgestellt, wie schutzwürdig die einzelnen Raumeinheiten sind. Wenn man beurteilen will, wie schwerwiegend ein Eingriff ist, ist dies abhängig von der Nutzung der beeinträchtigten Fläche. Auf einer Naturschutz-, oder Erholungsfläche ist die Beeinträchtigung naturgemäß größer als auf einer Siedlungs-, oder Verkehrsfläche. Deshalb wird in diesem Schritt mittels Skalenwert (gleiche Einheit wie vorher) die Schutzwürdigkeit festgestellt. Ähnlich wie bei den ästhetischen Ei-

genwerten sollte auch hier bei Schutzwerten von 9 und 10 (bei einer gewählten Skalengröße von 1-10) die ästhetische Raumeinheit als Tabufläche angesehen werden.

### **9. Schritt: Empfindlichkeit der ästhetischen Raumeinheit**

Bei der Festlegung der Empfindlichkeit der Landschaftsbildeinheiten werden im neunten Schritt die bisher ermittelten Werte zusammen gerechnet und erneut in eine Skala von Eins bis Zehn geordnet. Die landschaftsästhetischen Raumeinheiten sind nämlich gegenüber Eingriffen umso empfindlicher, je größer ihr ästhetischer Eigenwert, ihre visuelle Verletzlichkeit und der Grad ihrer Schutzwürdigkeit ist (S.50).

### **10. Schritt: Eingriffserheblichkeit**

Die Eingriffserheblichkeit, die im zehnten Schritt ermittelt wird, setzt sich aus der Eingriffsintensität und der Empfindlichkeit des Raumes zusammen, die in Schritt sechs und neun beschrieben wurden. Ein Eingriff ist in seinen Auswirkungen auf das Landschaftsbild umso erheblicher, je schwerer der Eingriff, gemessen über die Eingriffsintensität, und zugleich je größer die Empfindlichkeit der ästhetischen Raumeinheit gegenüber Eingriffen ist. Nohl beschreibt die Eingriffserheblichkeit auch als die Summe der ästhetischen Verluste durch den Eingriff und kommt in diesem Schritt zu einem abschließenden Zahlenwert, in dem er sich ein letztes Mal dem Schema der Stufenskala bedient. Je nachdem ob die Stufe hoch oder niedrig ist, ist der Eingriff mehr oder weniger erheblich.

### **11. Schritt: Erheblich beeinträchtigte Fläche**

Wenn man die Erheblichkeit des Eingriffs quantifiziert hat, kann man daraus die erheblich beeinträchtigten Flächen der Raumeinheiten ermitteln. Hierzu schlägt Nohl im elften Schritt vor, dass man den ermittelten Stufenwert für die Eingriffserheblichkeit auch als prozentualen Flächenwert interpretieren kann. Wenn also auf einer 10er-Skala eine Erheblichkeitsstufe von 7 ermittelt wurde, dann sind 70 % der Fläche dieser Raumeinheit in ihrer Ästhetik erheblich beeinträchtigt. Oder um es als Faktor in der mathematischen Abschlussformel zur Kompensationsflächenberechnung zu verwenden, läge in diesem Fall ein Erheblichkeitsfaktor in Höhe von 0,7 vor.

### **12. Schritt: Kompensationsflächenfaktor**

Um den Umfang der Kompensationsfläche der erheblich beeinträchtigten Fläche festzulegen, hat Nohl einen Kompensationsflächenfaktor eingeführt. Er schlägt in seiner Methode vor, dass man 5% bis 20% der durch den Eingriff ästhetisch erheblich beeinträchtigten Fläche kompensieren muss, was der Mindestfläche für Naturschutz und Landschaftspflege in einer intakten Kulturlandschaft entspricht. Somit kann in die Kompensationsflächenberechnung ein Kompensationsflächenfaktor von 0,1 (entspricht 10%) einfließen.

### **13. Schritt: Wahrnehmungskoeffizient**

Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass ein Eingriffsobjekt als umso weniger störend empfunden wird, desto weiter weg es sich von Betrachter befindet und umso höher die Vorbelastung ist, führt Nohl einen Wahrnehmungskoeffizient ein, der dies in der Berechnung der Kompensationsfläche berücksichtigt. Die Abnehmende Fern-

wirkung wird durch die drei Wirkzonen berücksichtigt, wobei die dritte Wirkzone einen kleineren Koeffizienten als die erste Wirkzone einnimmt. Auch die Höhe des Objektes geht in den Faktor mit ein. Dabei werden mastenartige Eingriffe mit einer Größe von über und unter 60 m unterschieden. Über eine Tabelle wird der geeignete Koeffizient entnommen.

#### **14. Schritt: Berechnung des Gesamtumfangs der Kompensationsfläche**

Abschließend fließen nun alle beschriebenen Faktoren in die Formel (1) ein um den Umfang der Kompensationsfläche zu berechnen.

$$\mathbf{K = F \cdot e \cdot b \cdot w} \quad \mathbf{(1)}$$

Umfang der Kompensationsfläche(K) in m<sup>2</sup>; Flächenumfang (F) in m<sup>2</sup> der tatsächlichen Einwirkungsbereiche (vgl. 2. Schritt); Erheblichkeitsfaktor (e) der zugehörigen Raumeinheit (vgl. 11. Schritt); Kompensationsflächenfaktor (b) (vgl. 12. Schritt); Wahrnehmungskoeffizient (w) der zugehörigen Wirkzone (vgl. 13. Schritt)

#### **Weiterentwicklung der Nohlschen Landschaftsbildanalyse durch Paul et al.**

Zielsetzung: Das Verfahren von Paul et al. beruht auf der zuvor beschriebenen Methode von Nohl sowie einer vorhergehenden computerbasierten Methodik für Freileitungstrassen (Zewe 1993; Zewe u. Groß 1997) mit dem Ziel der Kompensationsflächenermittlung von visuellen Eingriffen durch Hochspannungsfreileitungen. Dazu werden digitale, geographische Daten als Grundlage der Bewertung verwendet und mit Hilfe von mathematischen Formeln so ausgewertet, dass als Ergebnis eine Kompensationsfläche in m<sup>2</sup> vorliegt. Die Berechnung wird, im Bezug auf Nohl's Verfahren um die Faktoren partielle Sichtverschattung sowie Mehrfachsichtbarkeiten, Be- und Entlastung und die Einzelbetrachtung der Masten erweitert und erfolgt computergestützt.

Darstellung der Arbeitsschritte: Zunächst wird eine landschaftsplanerische Voruntersuchung durchgeführt, mit dem Ziel die Erheblichkeitsfaktoren zu bestimmen, also die Werte, die in der Formel den Unterschied zwischen dem Zustand des Landschaftsbildes vor und nach dem Eingriff ausdrücken. Für die Kompensationsflächenberechnung wird in einem geeigneten GIS-Programm auf Basis topographischer Daten ein Digitales Höhenmodell erstellt, welches die Geländeoberfläche des Untersuchungsraumes abbildet. Auf diesem Höhenmodell werden Rasterzellen modelliert, denen jeweils ein Höhenwert (gemessen von N.N. bis zum Erdboden) zugewiesen wird. Die Einteilung in Rasterzellen dient dazu, den Einfluss (und somit die Kompensationsfläche) jedes einzelnen Masten auf jede Zelle individuell berechnet und später aufsummiert zu können. Bei Rasterzellen, auf denen sich Wald, oder Gebäude befinden, wird der Höhenwert entsprechend der Höhe des vom Boden empor steigenden Objekts angepasst. Die geplanten Masten werden ortsbezogen in die jeweiligen Rasterzellen eingefügt.

Mit Hilfe der GIS-gestützten Berechnung erfolgt nun die Analyse der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes über Winkelbeziehungen für jede einzelne Rasterzelle. Diese Berechnung basiert auf der von Nohl entwickelten Formel, jedoch wird sie um

die partielle Sichtverschattung (iP) erweitert (durch Topographie, Bebauung und Bewuchs). Damit wird berücksichtigt, dass ein Mast, der nur teilweise wahrnehmbar ist, da er z.B. hinter einem Wald steht und nur die Spitze zu sehen ist, auf das Landschaftsbild eine geringere Beeinträchtigung ausübt, als ein vollständig wahrnehmbarer Leitungsmast. Paul et al. berücksichtigen zudem auch die Mehrfach-sichtbarkeit von Masten einer geplanten Trasse je Rasterfeld. So sind in der Regel von einem Standpunkt aus mehrere Masten sichtbar, jedoch nimmt die Beeinträchtigung nicht linear mit jedem Masten zu. Deshalb werden die Masten vom Computer nach der Höhe der zuvor berechneten Kompensationsfläche sortiert. Die für den ersten Mast berechnete Fläche geht vollständig in die Berechnung ein, der zweite Mast wird, für die Rasterzelle, nur noch zur Hälfte gewertet, der dritte mit einem Drittel usw. (Identifikationsfaktor Mehrfach-sichtbarkeiten iM).

Des Weiteren überarbeiteten Paul et al. den Faktor Vorbelastung und erweiterten ihn um die Be- und Entlastung, da die Stärke der Beeinträchtigung auf das Landschaftsbild davon abhängig ist, ob eine bereits bestehende Freileitung ersetzt wird (Entlastung) oder ob bestehende größere oder kleinere Masten existieren.

### **Weiterentwicklung der Nohlschen Landschaftsbildanalyse durch Weigel**

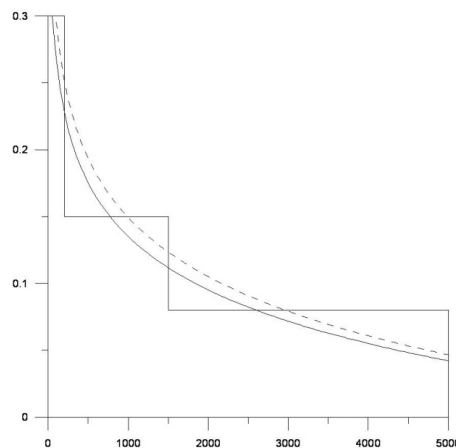
Mit der Software „Visibility Analyst“ hat Weigel den computergestützten Ansatz von Paul et al. übernommen und versucht, die Berechnung der zu schaffenden Kompensationsflächen präziser und realitätsnäher zu gestalten. Dazu übernimmt er grundsätzlich den Methodenansatz von Paul, aber ändert den Wahrnehmungskoeffizient in Hinsicht auf die Masthöhe und den Betrachterabstand (s.u.). Des Weiteren lässt sich die Software aber auch dafür nutzen, einen Variantenvergleich einer geplanten Trasse durchzuführen. Auch vor der Trassenfestlegung kann „Visibility Analyst“ als Entscheidungshilfe für den Trassenverlauf, durch eine Einsehbarkeitsanalyse von Großräumen und durch Optimierung der Positionen einzelner Masten genutzt werden.

Darstellung der Arbeitsschritte: Weigel grenzt den Untersuchungsraum bei der 15-fachen Masthöhe ab, da dies in Niedersachsen als erheblich beeinträchtigter Bereich gilt. Die Berechnung der Kompensationsfläche erfolgt ähnlich dem Verfahren von Paul, wonach zuerst die relevanten Eingangsdaten wie Topografische Karten, Strukturbödeninformationen, Masthöhen und Informationen zum Masttypen etc. in die GIS-gestützte Software über ein automatisiertes Verfahren eingegeben werden. Es wird für jede Rasterzelle eine Sichtbarkeitsanalyse des Eingriffs durchgeführt, in der die Eindrucksstärke eines Eingriffsobjekts in Abhängigkeit der Entfernung des Betrachters (Wahrnehmungskoeffizient) und der Identifikationsfaktor Sichtbarkeit einfließen. Der Kompensationsfaktor (siehe Nohl, Schritt 12) und der Erheblichkeitsfaktor (Nohl, Schritt 11) werden, anders als bei Nohl und Paul et al. erst nach der Sichtbarkeitsanalyse mit dessen „flächenhaften Ergebnissen“ (Weigel, 2007, S.1) verrechnet. Dabei ist es nicht ersichtlich, ob mit den flächenhaften Ergebnissen die der einzelnen Landschaftsbildeinheiten (falls diese gebildet werden) oder die der Gesamtfläche gemeint sind. Das ist wiederum entscheidend für die Höhe der Kompensationsfläche und dessen Genauigkeit, da bei einer Multiplikation des Gesamtwertes der



Sichtbarkeitsanalyse mit einem Erheblichkeitsfaktor für den Gesamtuntersuchungsraum die Erheblichkeit des Eingriffs „verharmlost“ wird. Es wird im Folgenden jedoch davon ausgegangen, dass in einer Voruntersuchung Landschaftsbildeinheiten analog zu Nohl gebildet und bewertet werden, daraus unterschiedliche Erheblichkeitsfaktoren bestimmt und mit den Ergebnissen der Sichtbarkeitsanalyse für diese Raumeinheiten verrechnet werden. Die Trennung der Kompensations- und Erheblichkeitsfaktoren von der Sichtbarkeitsanalyse begründet Weigel jedoch nachvollziehbar damit, dass die Ergebnisse der Sichtbarkeitsanalyse ggf. mit verschiedenen Einschätzungen des ästhetischen Wertes der Landschaft verschnitten werden können. Bei Paul et al. gehen die Erheblichkeitsfaktoren direkt in die Berechnung der Kompensationsfläche jeder einzelnen Rasterzelle ein.

Eine weitere Modifikation an dem Verfahren von Paul et al. wurde am Wahrnehmungskoeffizient durchgeföhrt. Wurde bei Nohl und Paul bei der Masthöhe nur zwischen Eingriffen größer und kleiner als 60 m unterschieden, wird bei Weigel mit der tatsächlichen Masthöhe gerechnet. Des Weiteren wurde die Einbeziehung des Betrachterabstandes, bei Nohl und Paul über die Abgrenzung der drei visuellen Wirkzonen, geändert. Sie erfolgt bei Weigel über eine logarithmische Funktion (2), die sich den „Treppenstufen“ (siehe Abb. 2) annähert und dabei keine sprungartigen Veränderungen des Koeffizienten ermöglicht (z.B. bei zwei Abständen zum Eingriff in 1499m und 1500m von 0,15 auf 0,08).



**Abb. 2: Eingriffsstärke in Abhängigkeit der Betrachterentfernung:** Die gestrichelte Linie stellt die beste Näherung einer Funktion zu den Treppenstufen da, die durchgezogene Linie ist die von Weigel verwendete Funktion (2). Auf der Ordinate ist die Eingriffsstärke als Koeffizient und auf der Abszisse die Betrachterentfernung in Metern angegeben

$$w_i = \frac{-0,0638 \cdot \ln x + 0,59}{1,105} \quad (2)$$



**BMU-Studie**  
**„Ökologische Auswirkungen**  
**von 380-kV-Erdleitungen und**  
**HGÜ-Erdleitungen“**

**(03MAP189 Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)**

**Band 3**

**Bericht der Arbeitsgruppe**  
**Technik/Ökonomie**

**Auftraggeber:**

**Bundesministerium für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicher-  
heit**

**Referat KI III 3  
Stresemannstr. 128-130  
10117 Berlin**

**Auftragnehmer:**








Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

Am Stollen 19A  
38640 Goslar

**Unterauftragnehmer:**



OECOS GmbH  
Bellmannstraße 36  
22607 Hamburg

<b>Auftraggeber:</b>		
	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	Referat KI III 3 Stresemannstr. 128-130 10117 Berlin
<b>Auftragnehmer:</b>		
 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) <u>Projektleiter:</u> Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck <u>Projektkoordination:</u> Ass. jur. Wolfgang Dietze	Am Stollen 19A 38640 Goslar
<b>Forschungsstellen:</b>		
	Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Leibniz Universität Hannover <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann; Dipl.-Ing. M. Mohrmann; Dipl.-Ing. C. Rathke	Appelstraße 9a 30167 Hannover
	Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierrecht der Technischen Universität Clausthal <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer; Ass.jur. Diana Schneider	Arnold-Sommerfeld-Straße 6 38678 Clausthal-Zellerfeld
	Lehrstuhl für Öffentliches Recht, insbesondere Verwaltungsrecht der Georg-August-Universität Göttingen <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Thomas Mann	Platz der Göttinger Sieben 6, 37073 Göttingen
<b>Unterauftragnehmer:</b>		
	OECOS GmbH <u>Bearbeiter:</u> apl. Prof. Dr. Karsten Runge; ; Dipl. Geogr. Philipp Meister; Dipl. Geogr. Elena Rottgardt	Bellmannstraße 36 22607 Hamburg

# Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

## Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel	<b>Seite</b>	<b>4</b>
Teil II: Thermische Berechnungen	<b>Seite</b>	<b>93</b>
Teil III: Elektrische und magnetische Felder	<b>Seite</b>	<b>229</b>
Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse	<b>Seite</b>	<b>266</b>
Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog	<b>Seite</b>	<b>311</b>

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke  
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

# **Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen**

## **Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie**

### **Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel**

Teil II: Thermische Berechnungen

Teil III: Elektrische und magnetische Felder

Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse

Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke  
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 89 Seiten.

Hannover, 31.12.2011

# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Stand der Technik bei Übertragungssystemen</b>	<b>4</b>
1.1 Aufbau des europäischen Elektroenergiesystems	4
1.2 Drehstrom- und Gleichstromübertragungstechniken	5
1.3 Drehstrom-Freileitung	6
1.3.1 Allgemeines	6
1.3.2 Aufbau von Freileitungen	7
1.3.2.1 Allgemeines	7
1.3.2.2 Freileitungsmaste	8
1.3.2.3 Leiterseile	10
1.3.2.4 Erdseil	13
1.3.2.5 Isolatoren und Armaturen	14
1.3.3 Errichtung von Freileitungen	16
1.3.4 Querung von Verkehrswegen, Gewässern und Waldgebieten	18
1.4 Drehstrom-Kabel	19
1.4.1 Allgemeines	19
1.4.2 Aufbau von Höchstspannungskabeln	22
1.4.3 Kabelgarnituren	24
1.4.4 Crossbonding	26
1.4.5 Kabellegung	27
1.4.5.1 Allgemeines	27
1.4.5.2 Verlegung im offenen Kabelgraben	27
1.4.5.3 Tunnellegung	31
1.4.5.4 Querung von Verkehrswegen	32
1.4.6 Kabelprüfung	34
1.5 Freileitung mit Zwischenverkabelung	35
1.6 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	38
1.6.1 Netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ)	42
1.6.2 Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ)	46
<b>2 Energieübertragung mit Drehstrom</b>	<b>50</b>
2.1 Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild	50
2.2 Betriebskonstanten	51
2.3 Betriebsverhalten	53
2.3.1 Einfluss der Blindleistung und natürlicher Betrieb	53
2.3.2 Übertragbare Leistung	56
2.3.3 Leistungsaufteilung	57
2.3.4 Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse	59
2.4 Verluste	60
2.4.1 Stromabhängige Leitungsverluste	60
2.4.2 Spannungsabhängige Leitungsverluste	61
2.4.3 Ladestrom- und Kompensationsverluste	61
2.4.4 Verlustarbeit	62

<b>3</b>	<b>Energieübertragung mit Gleichstrom</b>	<b>64</b>
3.1	Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild	64
3.2	Betriebskonstanten	64
3.3	Betriebsverhalten	65
3.3.1	Übertragbare Leistung	65
3.3.2	Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse	66
3.4	Verluste	66
3.4.1	Leitungsverluste	67
3.4.2	Konverterverluste	67
3.4.3	Verlustarbeit	69
<b>4</b>	<b>Schutz- und Überwachungssysteme</b>	<b>70</b>
4.1	Leitungsschutzsysteme und AWE	70
4.2	Schutz gegen Überspannungen	71
4.3	Temperaturmonitoring	71
4.4	Teilentladungsüberwachung	73
<b>5</b>	<b>Ausfallverhalten und Reparatur von Übertragungsleitungen</b>	<b>74</b>
5.1	Reparatur von Freileitungen	74
5.2	Reparatur von Kabelfehlern	74
5.3	Ausfallverhalten	75
<b>6</b>	<b>Wartung, Instandhaltung und Nutzungsdauer</b>	<b>79</b>
6.1	Freileitungen	79
6.1.1	Wartung und Instandhaltung	79
6.1.2	Nutzungsdauer	80
6.2	Drehstrom-Kabel	81
6.2.1	Wartung und Instandhaltung	81
6.2.2	Nutzungsdauer	81
6.3	HGÜ	81
6.3.1	Wartung und Instandhaltung	81
6.3.2	Nutzungsdauer	82
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>83</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>87</b>

# 1 Stand der Technik bei Übertragungssystemen

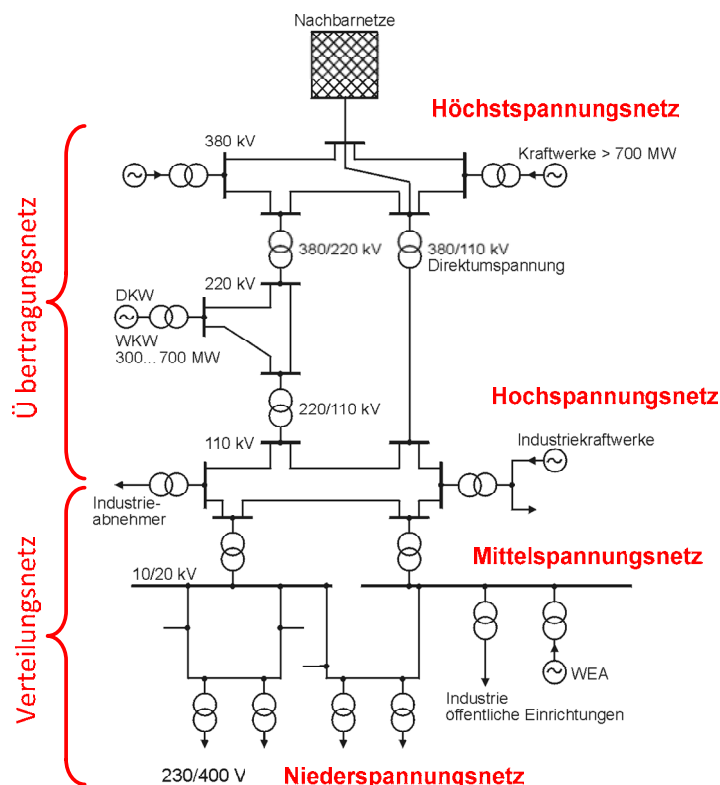
## 1.1 Aufbau des europäischen Elektroenergiesystems

Die Übertragung elektrischer Energie erfolgt im europäischen Verbundnetz der ENTSO-E in der Regel mit Dreiphasen-Wechselstrom, der auch als Drehstrom bezeichnet wird, mit einer Frequenz von 50 Hz. Um die steigenden Anforderungen an die Energieübertragung über immer weitere Strecken zu erfüllen, wurden im Laufe der Zeit immer höhere Spannungsebenen eingeführt. Die höchste Spannungsebene in Europa ist – mit Ausnahme einer 750-kV-Leitungsverbindung zwischen Ungarn und der Ukraine – die 380-kV-Ebene. Andere Stromarten als Drehstrom werden nahezu ausschließlich für Sonderfälle eingesetzt. Beispiele hierfür sind der bei der Bahn eingesetzte Wechselstrom mit einer Frequenz von  $16 \frac{2}{3}$  Hz oder der Einsatz von Gleichstrom für Straßenbahnen, Seekabelverbindungen oder die Kupplung asynchroner Netze.

Abhängig von der Spannungsebene wird das Stromnetz in die Bereiche Höchstspannung (380 und 220 kV), Hochspannung (i.d.R. 110 kV), Mittelspannung (i.d.R. 10/20 kV) und Niederspannung (400 V) eingeteilt. Je nach installierter Leistung der Kraftwerke speisen diese in die verschiedenen Spannungsebenen ein, wobei die großen Kraftwerksblöcke (z. B. Kernkraftwerke) mit den Höchstspannungsnetzen verbunden werden. Die Kupplung der verschiedenen Spannungsebenen erfolgt über Drehstromtransformatoren.

Darüber hinaus wird das Netz noch in das Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetz) und das Verteilungsnetz (Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz) eingeteilt. Das Übertragungsnetz dient dem Energietransport über große Entfernungen und stellt weiterhin auch den Verbundbetrieb mit den benachbarten Übertragungsnetzen sicher. Der Verbundbetrieb, das heißt die Zusammenschaltung der Netze von verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern, ermöglicht den europaweiten Stromhandel und stellt zum anderen im Fehlerfall eine gegenseitige Stützung der Netze sicher. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz dient das Verteilnetz der Energieverteilung bis zum Endkunden, wobei das Hochspannungsnetz auch regionale Übertragungsaufgaben übernimmt. **Abbildung 1.1** zeigt den Aufbau des Elektroenergiesystems mit den verschiedenen Spannungsebenen.



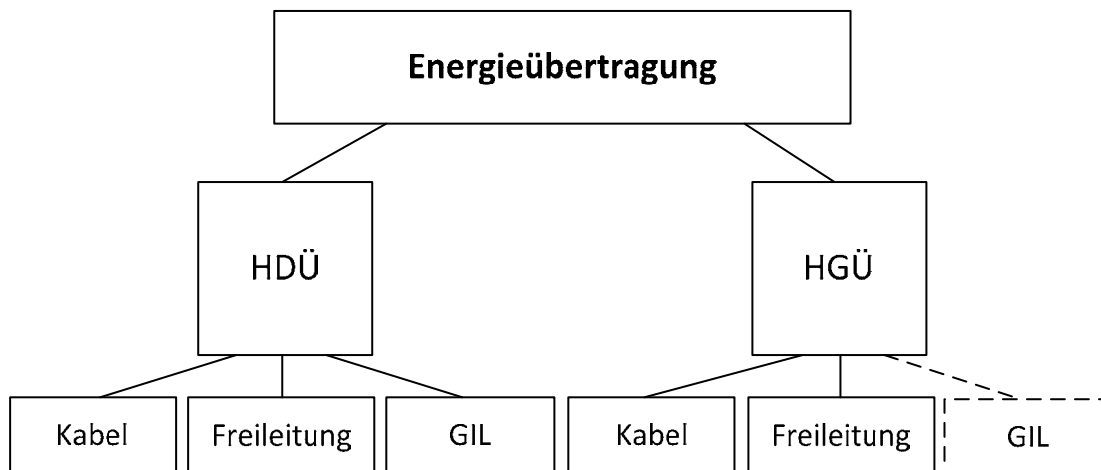


**Abbildung 1.1** Aufbau des Elektroenergiesystems

## 1.2 Drehstrom- und Gleichstromübertragungstechniken

Neben der Drehstromübertragung hat sich, insbesondere für die Energieübertragung über große Entfernungen und für Seekabelverbindungen, die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) etabliert. Mit dieser Technik ist es z. B. auch möglich, Netze mit unterschiedlichen Frequenzen zu koppeln. Darüber hinaus zeigt die HGÜ bessere Übertragungseigenschaften für große Leitungslängen. In Europa existieren zum jetzigen Zeitpunkt mehrere HGÜ-Seekabelverbindungen, wie zum Beispiel die Verbindung zwischen den britischen Inseln und dem europäischen Festland. Die längste HGÜ-Seekabelverbindung ist bislang das 2008 von Statnet und TenneT in Betrieb genommene NorNed-Kabel, das über 580 km Feda in Norwegen mit Eemshaven in den Niederlanden verbindet.

Sowohl die Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ), als auch die HGÜ können in Verbindung mit unterschiedlichen Übertragungssystemen eingesetzt werden (**Abbildung 1.2**). Diese unterscheiden sich durch ihre Bauart und Geometrie sowie die eingesetzten Materialien und Isolierstoffe deutlich in ihren elektrischen, mechanischen und thermischen Eigenschaften sowie in der Art der Errichtung und Betriebsführung. Hierdurch ergeben sich deutliche Unterschiede in den elektrischen Eigenschaften, im Betriebsverhalten und in den Gesamtkosten.



**Abbildung 1.2** Einordnung verschiedener Stromarten und Übertragungssysteme

## 1.3 Drehstrom-Freileitung

### 1.3.1 Allgemeines

Die ersten Hochspannungs-Drehstrom-Übertragungsleitungen wurden in Freileitungsbauweise errichtet. Bereits 1891 wurde die erste Drehstrom-Fernleitung von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main erfolgreich eingesetzt. Die erste Freileitung für eine Spannung von 380 kV mit einer maximalen Übertragungsleistung von 460 MW wurde 1952 in Schweden für die 950 km lange Strecke von Harspränget nach Halsberg errichtet. Bereits 1929 entstand mit der sogenannten Rheinleitung Brauweiler-Hoheneck die erste für 380 kV ausgelegte, aber zunächst mit 220 kV betriebene Freileitung in Deutschland. Diese Leitung wurde später umgerüstet und 1958 für den Abschnitt Rommerskirchen-Hoheneck mit 380 kV unter Spannung gesetzt.

Durch ihren einfachen Aufbau besitzen Freileitungen vergleichsweise niedrige Investitionskosten und lassen sich schnell und einfach errichten. Sie zeigen außerdem ein gutes und robustes elektrisches Betriebsverhalten. Die oberirdische Bauweise ermöglicht zusätzlich eine schnelle Fehleridentifikation und kurze Reparaturzeiten, woraus sich auch eine hohe Verfügbarkeit ergibt. Aus diesen und anderen Gründen ist heute nahezu das gesamte europäische kontinentale 380-kV-Verbundnetz mit einer Gesamttrassenlänge von etwa 110.000 km als Freileitungsnetz errichtet. Andere Übertragungssysteme, wie Kabel und GIL, wurden in Europa in dieser Spannungsebene bisher auf insgesamt weniger als 150 km Trassenlänge eingesetzt (vergleiche auch **Tabelle 1.2**). In Deutschland wurden bis zum Jahr 2008 Höchstspannungskabel mit einer Stromkreislänge von etwa 100 km errichtet. Wie **Tabelle 1.1** zeigt, beträgt der Anteil der Kabel an der gesamten Stromkreislänge in der deutschen Höchstspannungsebene damit weniger als 0,3 %.

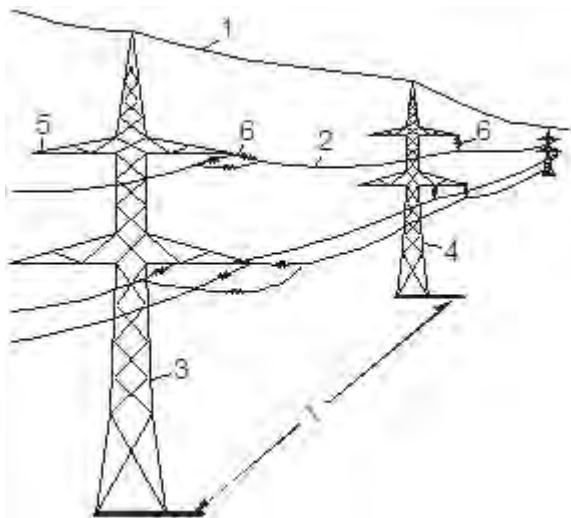
**Tabelle 1.1** Stromkreislängen und Kabelanteil in Deutschland im Jahr 2008 sortiert nach Spannungsebene [1]

	Gesamtlänge der Stromkreise	Stromkreislänge Freileitungen	Stromkreislänge Kabel	Kabelanteil
<b>Höchstspannung</b>	35.709 km	35.607 km	102 km	0,27 %
<b>Hochspannung</b>	76.279 km	70.618 km	5.661 km	7,4 %
<b>Mittelspannung</b>	507.210 km	131.326 km	375.884 km	74,1 %
<b>Niederspannung</b>	1.164.012 km	144.507 km	1.019.505 km	87,6 %
<b>Gesamt</b>	1.783.209 km	382.058 km	1.401.152 km	78,6 %

## 1.3.2 Aufbau von Freileitungen

### 1.3.2.1. Allgemeines

Freileitungen bestehen aus den Masten mit den entsprechenden Fundamenten inklusive der Masterdungen, den Isolatoren aus Glas, Porzellan oder Kunststoff, einem oder mehreren Blitzschutzseilen, sowie den Leiterseilen. Der grundsätzliche Aufbau einer Freileitung ist in **Abbildung 1.3** gezeigt.



**Abbildung 1.3** Aufbau einer Freileitung: 1 Erd- oder Blitzschutzseil, 2 Leiterseil, 3 Abspannmast, 4 Tragmast, 5 Traverse, 6 Isolator und l Spannfeldlänge [2]

Bei Freileitungen wird die umgebene Luft als Isoliermedium genutzt. Die Beherrschung der Spannung erfolgt durch große Isolationsabstände und ausreichend lang dimensionierte Isolatoren. Luft als Isoliermedium hat den großen Vorteil, dass sie sich ständig erneuert und keiner Alterung unterliegt. Hieraus ergibt sich auch bei fehlerbedingten Überschlägen in Form von Lichtbögen ein Selbstheilungseffekt, der den Weiterbetrieb der Leitung nach Anwendung der sogenannten Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) und dem Verlöschen des Lichtbogens ermöglicht [3]. Darüber hinaus wird die durch den Stromfluss im Leiter entste-

hende Verlustwärme durch die Luft gut abgeführt, so dass kein Wärmestau entstehen kann. Die guten thermischen Eigenschaften einer Freileitung ermöglichen es auch, sie ohne weitere Nachteile oder größere Probleme zeitlich begrenzt zu überlasten.

Die sichere Einhaltung der für die jeweilige Spannungsebene notwendigen Isolationsabstände bestimmt auch die Abmessungen der Maste, die Mastabstände, sowie den zulässigen Seildurchhang. Da die Leiterseile einer Freileitung nicht isoliert ausgeführt sind, ist zur Sicherstellung der Isolationswirkung ein ausreichender Abstand zum Erdboden sowie zu Gebäuden oder hohem Bewuchs notwendig. Für 380 kV beträgt beispielsweise der Mindestabstand der Leiterseile zur Erdoberkante im freien Gelände 7,80 m. Dieser wird allerdings nur an sehr wenigen Stellen entlang der Leitungstrasse erreicht, da man heute mit Rücksicht auf größere landwirtschaftliche Geräte in der Regel größere Bodenabstände wählen wird. Laut [4] kann man heute von einem durchschnittlichen Bodenabstand von etwa 12,00 m ausgehen<sup>1)</sup>.

Zur Einhaltung der notwendigen Isolationsabstände muss entlang der Freileitung ein Schutzstreifen von hoch wachsendem Bewuchs und Bebauung freigehalten werden. Hierbei muss beachtet werden, dass die Leiterseile einer Freileitung bei entsprechenden Windlasten auch seitlich ausschlagen können. Der Schutzstreifen wird daher über die lotrechte Projektion der maximal ausgeschlagenen Leiterseile auf den Erdboden zuzüglich eines Sicherheitsabstandes bestimmt und nimmt damit eine parabolische Form an. Hierbei wird die größte Breite in der Spannfeldmitte erreicht, wobei für eine typische 380-kV-Freileitung mit Donaumastgestänge von ca. 70 m ausgegangen werden kann. Im Schutzstreifen bestehen Nutzungseinschränkungen. Bei Einhaltung der Mindest-Isolationsabstände ist jedoch eine landwirtschaftliche Nutzung unterhalb der Trasse möglich. In Industriegebieten ist ebenfalls unter Einhaltung der Mindest-Isolationsabstände auch eine Bebauung möglich.

#### 1.3.2.2. Freileitungsmaste

Freileitungsmaste werden allgemein in Tragmaste, Abspannmaste und weitere Sondermaste unterschieden. Während Tragmaste nur das Gewicht der Leiterseile tragen müssen, dienen Abspannmaste auch zur Aufnahme der Seilzugkräfte und müssen daher wesentlich stabiler ausgeführt werden. Mit Abspannmaste können auch Richtungsänderungen realisiert werden, wobei man dann von Winkelabspannmaste spricht. Allgemein müssen alle Maste stets so dimensioniert werden, dass sie die auftretenden Seilzugkräfte auch unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wind- und Eislasten sicher aufnehmen können. Für den Abstand der Maste

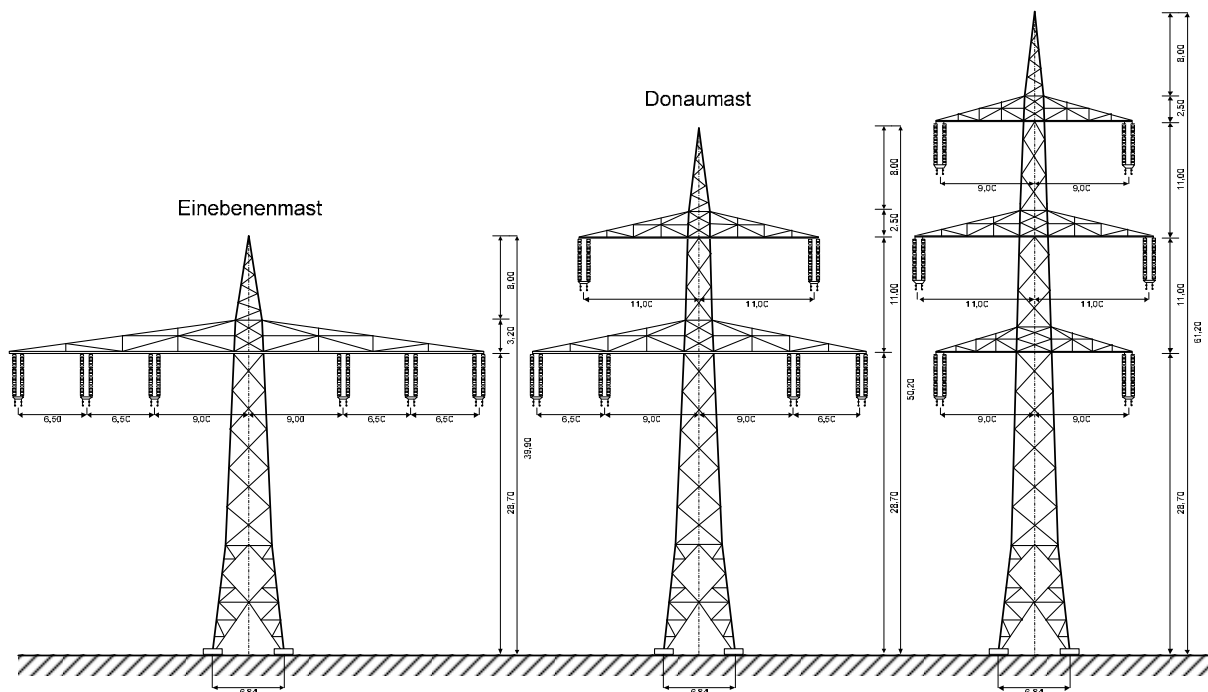
---

<sup>1)</sup> Diese Aussage wurde auch durch den Vertreter eines ÜNB im projektbegleitenden Arbeitskreis bestätigt.

voneinander kann für die 380-kV-Ebene von Spannweiten zwischen 300 und 500 m ausgegangen werden.

Grundsätzlich existiert weltweit eine Vielzahl unterschiedlicher Mastformen. Die genauen Abmessungen der Maste hängen grundsätzlich von der gewählten Mastform, der Spannungsebene und der Anzahl der aufgehängten Dreh- oder Gleichstromsysteme ab. In Deutschland werden vorwiegend Stahlgittermaste mit dem sogenannten Donau-Mastbild eingesetzt, da dieser in der Regel ein technisches, wirtschaftliches und ästhetisches Optimum für die deutschen Bedingungen darstellt. Bei einer Regelspannweite von etwa 400 m beträgt die erforderliche Masthöhe für Donau-Maste mit zwei Drehstromsystemen und einer Betriebsspannung von 380 kV etwa 54 m (siehe auch **Abbildung 1.4**). Sind größere Spannweiten erforderlich, z. B. zur Kreuzung von Gewässern oder größeren Verkehrswegen, so können auch wesentlich höhere Maste erforderlich werden (siehe auch Abschnitt 1.3.4).

Neben der Ausführung mit Donaumastbild besteht auch die Möglichkeit in besonderen Fällen andere Mastformen einzusetzen, um mögliche Konflikte zu mindern. Je nach den spezifischen Anforderungen kann zur Minimierung der Trassenbreite (z. B. in Waldgebieten) auch ein Tonnenmast oder zur Querung von Vogelschutzgebieten wegen seiner geringeren Gesamthöhe auch ein Einebenenmast eingesetzt werden.



**Abbildung 1.4** Größenvergleich verschiedener Freileitungsmaste für jeweils zwei Drehstromsysteme

In der Vergangenheit wurde auch eine Vielzahl von alternativen Masttypen entwickelt, mit denen eine kompaktere Bauform von Freileitungen erreicht werden soll. Hierdurch sollten insbesondere Vorteile in Bezug auf die auftretenden Mag-



netfelder als auch auf die Sichtbarkeit und die notwendige Trassenbreite erreicht werden. Eine kompaktere Bauweise kann z. B. durch die Verwendung von isolierenden Traversen aus Verbundmaterial in Verbindung mit Masten in Vollwandkonstruktion erreicht werden. Hierbei wird allerdings die Zugänglichkeit der einzelnen Systeme für die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen eingeschränkt. Durch die engere Leiterseilführung ist es, anders als bei den üblichen Stahlgitterkonstruktionen, nicht mehr möglich, ein einzelnes System z. B. zu Wartungszwecken abzuschalten, während das zweite System weiter unter Spannung verbleibt<sup>2)</sup>, da die vorgeschriebenen Mindestabstände zu den spannungsführenden Teilen nicht mehr eingehalten werden können. Das gleichzeitige Abschalten beider Systeme führt zu stark geänderten Leistungsflüssen im Verbundnetz. Dies führt zu betrieblichen Einschränkungen. Es kann in hochausgelasteten Netzen zu einer Gefährdung oder im schlimmsten Fall sogar Verletzung der (n-1)-Sicherheit kommen. Aus diesem Grund werden in Deutschland Kompaktbauweisen, wie sie z. B. von Tennet in den Niederlanden beim Wintrack-Projekt entwickelt wurden (siehe **Abbildung 1.5**), bisher ausschließlich für Sonderanwendungen eingesetzt.



**Abbildung 1.5** Sondermaste beim Wintrack-Projekt [5]

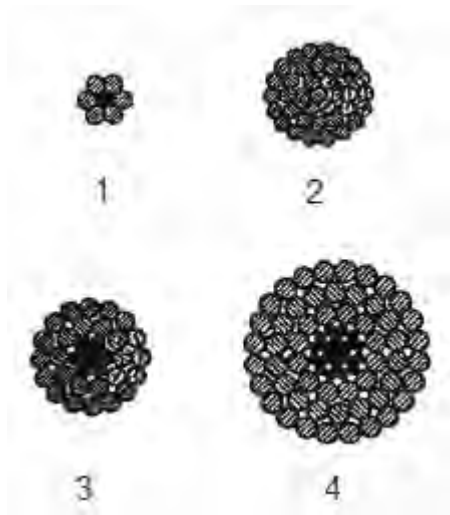
### 1.3.2.3. Leiterseile

Freileitungsseile (siehe **Abbildung 1.6**) bestehen aus mehreren Einzeldrähten aus Aluminium (Reinaluminium 99,5 %), Aluminiumlegierungen (Aldrey: 0,3 bis 0,5 % Mg, 0,4 bis 0,7 % Si, 0,3 % Fe, Rest Al) oder Kupfer (Cu). Für die in der Höchstspannungsebene üblichen Leiterquerschnitte werden aus Gewichts- und Kostengründen sogenannte Aluminium-Stahl-Seile eingesetzt. Hierbei werden

<sup>2)</sup> Aussage des Vertreters eines ÜNB im projektbegleitenden Arbeitskreis.

Aluminiumdrähte in einer oder mehreren Lagen auf ein Stahlseil aufgebracht. Das Stahlseil hat hierbei die Aufgabe, die auftretenden Zugkräfte aufzunehmen, trägt aber aufgrund seines im Vergleich zu Aluminium deutlich höheren Widerstandes nicht nennenswert zur Stromleitung bei.

Die Dimensionierung der Leiterseile beeinflusst primär die Größe des elektrischen Widerstandes und die hieraus resultierenden Strom-Wärme-Verluste sowie den Spannungsabfall entlang der Leitung. Die Wahl des Querschnittes bestimmt somit neben der zulässigen Übertragungsleistung auch die Höhe der entstehenden Verlustkosten. In Abhängigkeit von den zu erwartenden Leiterströmen ist der Leiterquerschnitt so zu wählen, dass die höchstzulässige Seiltemperatur weder im Normalbetrieb noch im Kurzschlussfall überschritten wird. Für Standardseile liegt die zulässige Betriebstemperatur für den Dauerbetrieb bei 80°C. Da der Seildurchhang einer Freileitung aufgrund der Längenänderung der Leiterseile temperaturabhängig ist, muss die Freileitung so ausgelegt werden, dass auch bei Erreichen dieser Maximaltemperatur die vorgeschriebenen Mindestabstände eingehalten werden. Weiterhin ist bei der Wahl des Querschnittes zu beachten, dass die Leiterseile über eine ausreichende Bruchfestigkeit zur Beherrschung der maximal zu erwartenden mechanischen Belastungen verfügen. Hierbei sind die zu erwartenden Zusatzlasten, zum Beispiel durch Wind oder starken Eisbehang, zu beachten und durch entsprechende Sicherheitsfaktoren mit einzubeziehen.

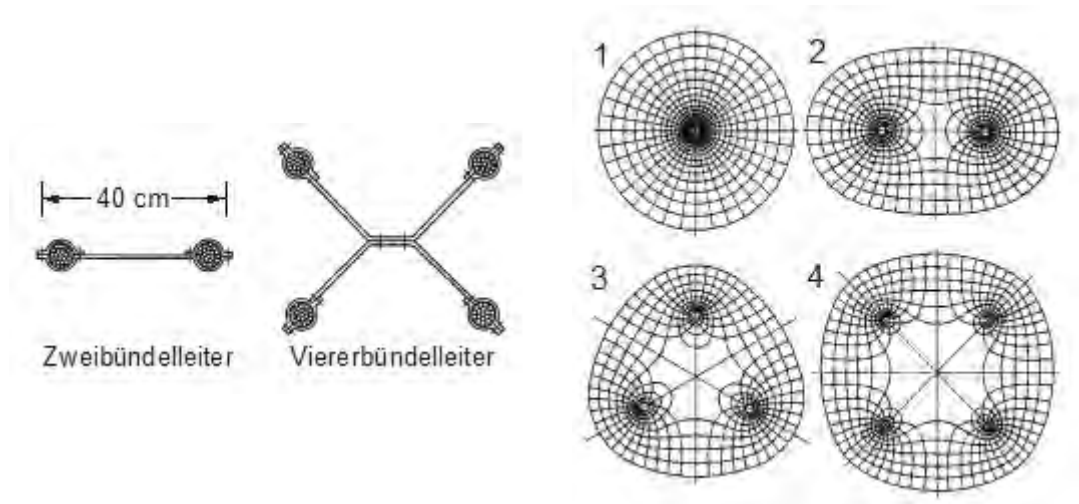


**Abbildung 1.6** Aufbau von Freileitungsseilen  
1 Al/St-Seil (eine Lage Al), 2 Al- oder Cu-Seil (3 Lagen, 37 Drähte), 3 Al/St-Seil (2 Lagen Al), 4 Al/St-Seil (3 Lagen Al)

Für Leitungen mit Betriebsspannungen von 220 kV und mehr kommen in der Regel sogenannte Bündelleiter zum Einsatz (siehe **Abbildung 1.7**). Diese haben den Vorteil, dass sich für die elektrische Randfeldstärke deutlich kleinere Werte einstellen als bei Einzelleitern, was sich positiv auf den sogenannten HF-Störpegel und die Geräuschentwicklung auswirkt. Ein weiterer Vorteil von Bündelleitern ist, dass



größere Querschnitte durch den Einsatz von verhältnismäßig leichteren Einzelseilen erreicht werden können, was die Bauarbeiten erleichtert. Damit der Abstand zwischen den Teilleitern (in der Regel 40 bis 50 cm) auch bei Wind eingehalten wird, werden in regelmäßigen Abständen Abstandshalter eingesetzt.



**Abbildung 1.7** Aufbau von Bündelleitern [2]

links: Bündelleiter mit Abstandshalter

rechts: Feldbilder eines Einzelleiters und verschiedener Bündelleitern

Um Ermüdungserscheinungen in den Seilen und an den Aufhängungen zu vermeiden und das Risiko von Ermüdungsbrüchen zu senken, müssen mechanische Schwingungen, die sich windbedingt oder durch elektrische Stromkräfte entlang der Leiterseile ausbilden, gedämpft werden. Dies kann zum einen durch eine Optimierung des Seildurchhanges, zum anderen durch die Installation dämpfend wirkender Zusatzmassen (Schwingungsdämpfer) erfolgen (siehe **Abbildung 1.8**).



**Abbildung 1.8** Schwingungsdämpfer [6]

Aluminiumseile besitzen eine hohe Lebensdauer und sind relativ unempfindlich gegen Korrosion, da sie durch eine Oxidschicht an der Oberfläche vor äußeren Einflüssen geschützt werden. Damit können Freileitungen ohne weiteres auch in Bereichen errichtet werden, in denen mit einer erhöhten Korrosionsbelastung (z. B. durch salzwasserhaltige Luft) zu rechnen ist. Bei Aluminum-Stahl-Verbundseilen muss hierbei jedoch auf den Schutz der inneren Stahlseele geachtet werden, z. B. durch den Einsatz von verzinkten Stahldrähten.

Neben den genannten Standardseilen ist heute auch eine Vielzahl von Sonderseilen erhältlich. Hiermit sollen niedrigere Seilgewichte und höhere Übertragungsleistungen erreicht werden. Seile die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften und dadurch höhere Übertragungsleistungen ermöglichen, werden als Hochtemperatur-Leiterseile bezeichnet. Grundsätzlich können zwei Arten von Hochtemperaturleiterseilen unterschieden werden.

Konventionelle Hochtemperaturseile (sog. TAL-Seile<sup>3)</sup>) unterscheiden sich im Aufbau nicht von konventionellen Leiterseilen. Das verwendete Aluminium wird allerdings so behandelt, dass höhere Temperaturen bis etwa 150°C zugelassen werden können. Hierbei ist zu beachten, dass der Durchhang dieser Seile durch die höheren Temperaturen größer ist als bei Standardseilen. Dies führt dazu, dass gegebenenfalls die vorhandenen Maste erhöht werden müssen oder die Statik der Maste für die größeren Seilzugkräfte angepasst werden muss.

Neben den konventionellen Hochtemperaturleiterseilen sind heute auch Leiterseile erhältlich, deren Aufbau so gewählt wurde, dass auch bei größeren Seiltemperaturen keine übermäßige Längendehnung und damit keine erhöhten Seildurchhänge auftreten. Dies wird dadurch erreicht, dass die Leiterseile alleine am Leiterkern abgespannt werden, so dass dieser alleine das Ausdehnungsverhalten bestimmt. Für den Kern werden außerdem besondere Werkstoffe eingesetzt, die eine geringere Ausdehnung für hohe Temperaturen besitzen. Neben Seilen mit einem Kern aus einem Kohlefaser-Werkstoff (sog. ACCC) sind auch Seile mit einem Kern aus einem Keramikfaser-Aluminium-Verbundwerkstoff (sog. ACCR) erhältlich. Für beide Seiltypen werden Spezialarmaturen benötigt, die ausschließlich bei US-Herstellern nach US-Norm erhältlich sind. Eine durchgängige europäische Normung existiert zurzeit hierzu noch nicht.

Der Vorteil von Hochtemperaturseilen liegt darin, dass vorhandene Trassen hinsichtlich einer höheren Übertragungsleistung ertüchtigt werden können und so der Bedarf für den Netzausbau zumindest vermindert werden kann. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass durch die höheren Ströme und den durch die hohen Temperaturen vergrößerten Leiterseilwiderstand ein erheblicher Zuwachs der Übertragungsverluste (vgl. Abschnitt 2.4) zu erwarten ist. Außerdem sind die Kosten für die Hochtemperatur-Leiterseile um den Faktor 1,1 bis 6 höher als für Standardseile [7].

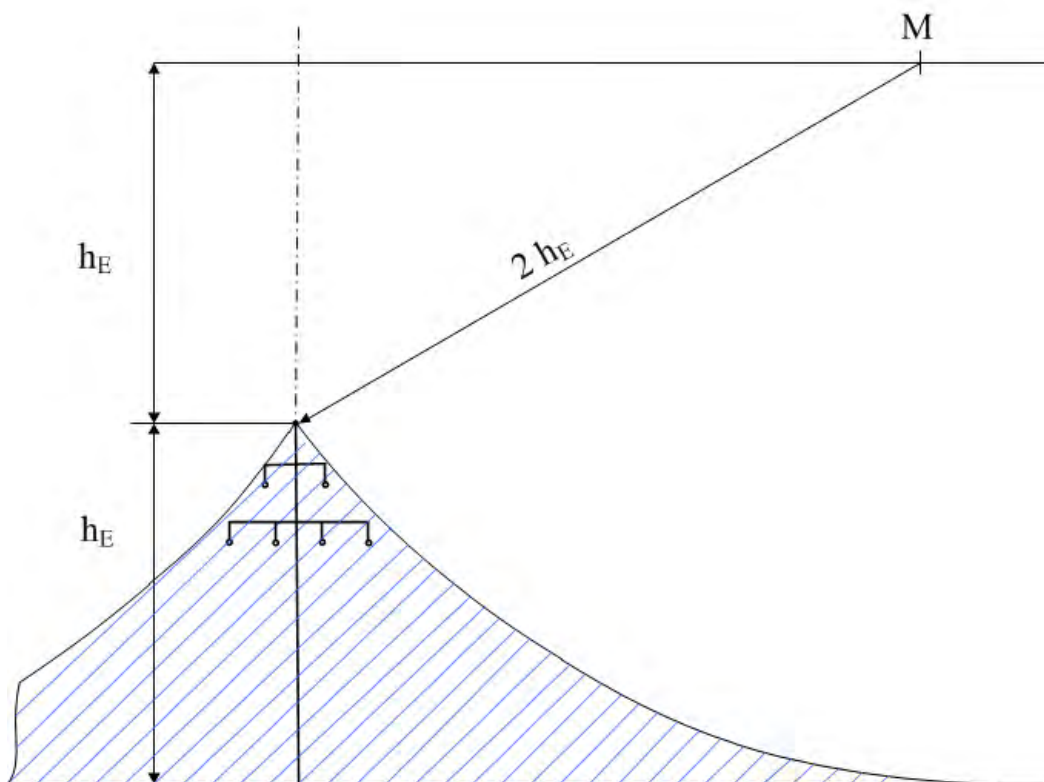
#### 1.3.2.4. Erdseil

Freileitungen mit Nennspannungen über 110 kV werden üblicherweise mit einem oder mehreren Leiterseilen an der Mastspitze ausgestattet. Diese werden an jedem Freileitungsmast mit der Masterdungsanlage verbunden und besitzen damit Erdpotential. Der Hauptzweck des Erdseils besteht im Schutz der Leiterseile vor direk-

---

<sup>3)</sup> TAL steht hierbei für temperaturbeständiges Aluminium

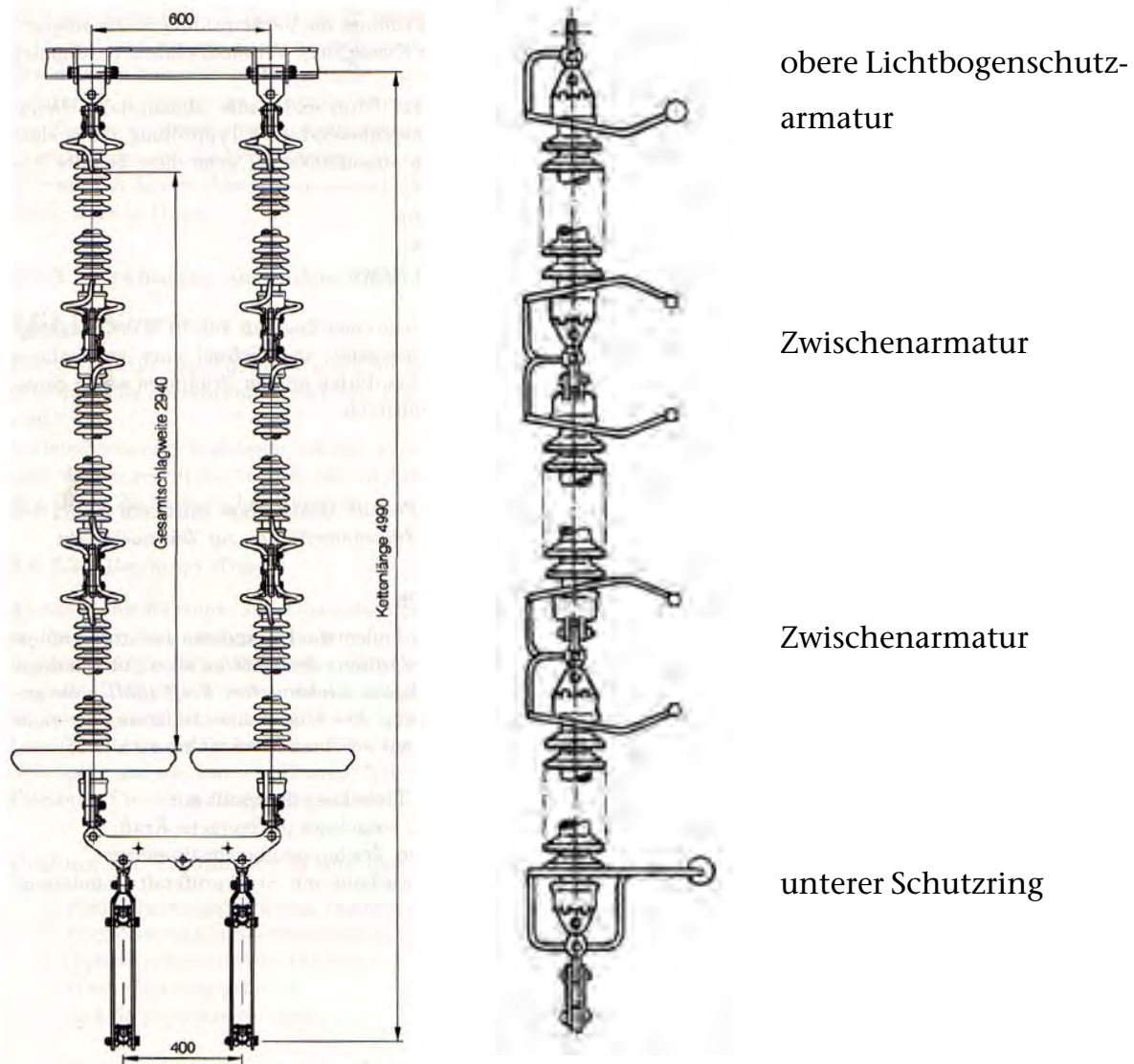
ten Blitzeinschlägen. Unterhalb des Erdseils bildet sich ein sogenannter Blitzschutzraum entsprechend **Abbildung 1.9** aus, der näherungsweise durch die Segmente zweier Kreise begrenzt wird, die durch die Erdseilaufhängung am Mast laufen und den Erdboden als Tangente haben. Der Radius der Kreise ist das Doppelte der Aufhängenhöhe  $h_E$  des Erdseils am Mast. Werden mehrere Erdseile eingesetzt, dann bildet sich unter jedem einzelnen Erdseil ein Blitzschutzraum entsprechend **Abbildung 1.9** aus, wodurch der geschützte Gesamtraum entsprechend vergrößert wird. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Blitz direkt in eines der Leiterseile einschlägt wird hierdurch erheblich reduziert. Man schätzt, dass trotz der Erdseile noch 1-2 % der Blitze in die Leiterseile einschlagen [3].



**Abbildung 1.9** Blitzschutzraum unterhalb des auf den Mastspitzen verlegten Erdseils

#### 1.3.2.5. Isolatoren und Armaturen

Als Isolatoren werden in der Höchstspannungsebene Hängeisolatoren eingesetzt. In Deutschland werden hierbei zumeist sogenannte Langstabisolatoren aus Porzellan und neuerdings auch Verbundisolatoren aus glasfaserverstärkten Kunststoffen mit Silikongummiüberzug verwendet. Für Spannungen über 110 kV werden diese zu Ketten von zwei (i.d.R. 220 kV) bis drei (i.d.R. 380 kV) Isolatoren zusammengefügt (siehe auch **Abbildung 1.10**).



**Abbildung 1.10** links: 380-kV-Doppeltragkette für Viererbündel [8]  
rechts: Isolator-kette mit Einhorn-Lichtbogenschutzarmaturen [2]

Die Isolatoren von Freileitungen sind sowohl mechanischen als auch elektrischen Belastungen ausgesetzt und müssen daher so ausgelegt werden, dass beide Beanspruchungen sicher beherrscht werden. Der gewellte Aufbau aus einzelnen Kappen dient dazu, dass die Kriechstrecke entlang des Isolators möglichst lang wird. Hierdurch soll erreicht werden, dass auch verschmutzte Isolatoren (z. B. durch Wasser, Salz oder andere Einflüsse) der Betriebsspannung standhalten, und so die Isolierung gegen die geerdeten Masten sichergestellt wird [9].

Als Hochspannungsarmaturen werden sämtliche Zubehörteile bezeichnet. Diese teilen sich gemäß [10] in Leiterseil- und Isolator-Zubehörteile sowie Schutzarmaturen auf. Zu den Leiterseil-Zubehörteilen gehören neben verschiedenen Klemmen und Verbindern auch die Schwingungsdämpfer, Abstandshalter, Flugwarnkugeln, Vogelschutzmarkierungen und Radarmarker. Zu den Isolator-



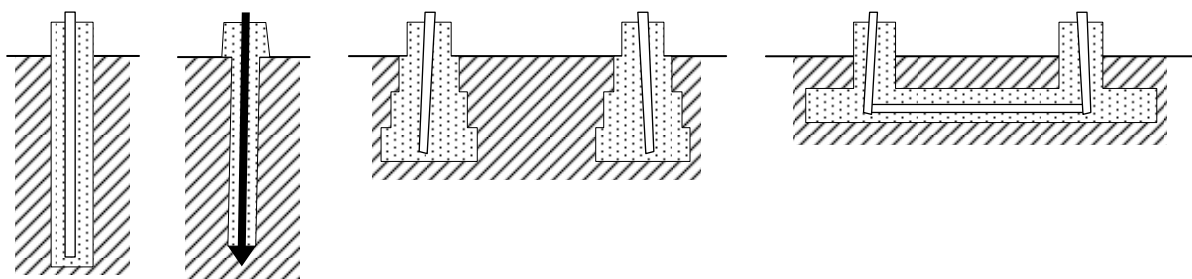
Zubehörteilen zählen Abstandshalter, verschiedene Klemmen und weitere spezielle Teile.

Die Schutzarmaturen haben die Aufgabe den Isolator gegen die Einwirkungen von Lichtbögen zu schützen und die Potentialverteilung längs des Isolators zu verbessern. Außerdem sollen sie die Randfeldstärken im Bereich der Klemmen reduzieren und hierdurch Sprühercheinungen und Funkstörungen vermindern. Sie müssen so konstruiert sein, dass sie den im Fehlerfall entstehenden Lichtbogen möglichst schnell übernehmen und vom Isolator wegführen. Hierdurch soll eine thermische Beschädigung der Isolatoroberfläche verhindert werden.

### 1.3.3 Errichtung von Freileitungen

Die baulichen Maßnahmen bei der Errichtung einer Freileitung beschränken sich im Wesentlichen auf die Maststandorte selbst. Vor Beginn der Bauarbeiten ist die gesamte Trassenlänge auf der vollen Schutzstreifenbreite von hohem Bewuchs (Bäumen) zu befreien. Niedriger Bewuchs (z. B. Büsche) kann auf der überspannten Fläche erhalten bleiben, hier sind lediglich die Maststandorte frei zu machen. Danach sind die Baustellen einzurichten und zu sichern. Die für die Montage des Mastes notwendige Arbeitsfläche beträgt etwa 40 x 40 m. Weiterhin ist die Schaffung einer temporären Zuwegung von etwa 4 m Breite notwendig. Hier ist es häufig ausreichend, wenn diese durch Bohlen, Bauplatten oder Baggermatten befestigt werden, je nach Baugrund müssen gegebenenfalls aber auch Baustraßen eingerichtet werden.

Die einzelnen Segmente eines Freileitungsmastes werden direkt an der Baustelle aus einzelnen Bauteilen aus verzinktem Stahl vormontiert und in der Regel mit Hilfe eines Autokranes aufgestellt (siehe Abbildung 1.11, links). Als Fundament (Abbildung 1.11) kommen entweder Bohrfundamente, Rammpfahlgründungen oder vor Ort aus Fertigbeton gegossene Stufenfundamente zum Einsatz. In Sonderfällen, wie z. B. in Bergsenkungsgebieten, können gegebenenfalls auch Plattenfundamente vorgesehen werden.



**Abbildung 1.11** Mastgründungen: Bohr-, Rammpfahl-, Stufen- und Plattenfundament [11]

Die Auswahl und die Abmessungen eines geeigneten Fundamenttyps sind von verschiedenen Faktoren abhängig. Hierzu zählen im Wesentlichen die aufzuneh-

menden Zug-, Druck- und Querkräfte, die Tragfähigkeit des Baugrundes, die Dimensionierung des Tragwerkes sowie die zur Verfügung stehende Bauzeit.

Die klassische Gründungsart für Freileitungsmaste ist das Stufenfundament. Hierbei wird für jeden Eckstiel des Mastes ein einzelnes zur Betonersparnis abgestuftes, zumeist rundes und unbewehrtes Einzelfundament hergestellt. Die Größe der notwendigen Baugrube richtet sich nach den Abmessungen des Fundaments. In der Regel kann je nach Tragfähigkeit des Bodens von ca. 100 bis 400 m<sup>2</sup> ausgegangen werden.

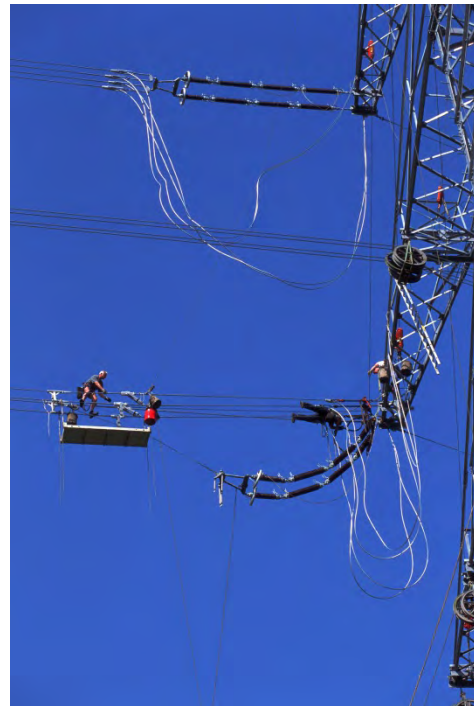
Das Bohrfundament eignet sich gut für standfeste und bis zur Gründungssohle wasserfreie Böden. Hierbei wird für jeden der vier Eckstiele des Mastes mit Hilfe eines Erdbohrgerätes eine Bohrung in den Erdboden getrieben, welche dann nach Einbringung des Eckstielfußes mit Beton ausgegossen werden.

Rammpfahlfundamente werden hergestellt, indem mit Hilfe einer fahrbaren Ramme Stahlrohre in den Boden getrieben werden. Diese besitzen eine vergrößerte Pfahlspitze, welche das umgebende Erdreich verdrängt und verdichtet, wobei die hierbei auftretenden Hohlräume während des Rammvorganges mit Flüssigbeton ausgefüllt werden. Die Rammpfahlgründung wird dort eingesetzt, wo tragfähige Bodenschichten erst in größerer Tiefe auftreten oder der Erdboden stark wasserhaltig ist.

Allen Fundamenttypen ist gemeinsam, dass oberhalb der Erdoberkante nur die vier in der Regel runden Fundamentköpfe (Durchmesser ca. 1,0-1,2 m) sichtbar sind, an die die Eckstiele des Mastes angeschlossen werden [12]. Damit ergibt sich eine Oberflächenversiegelung pro Maststandort von ca. 4-8 m<sup>2</sup>. Bohr- und Rammpfahlgründungen können je nach Bodenverhältnissen und Masttyp bis in eine Tiefe von 15-20 m reichen. Die Gesamtgröße der Platten- und Stufenfundamente ist ebenfalls von den Bodenverhältnissen und dem gewählten Masttyp abhängig und kann zwischen etwa 10 m×10 m und 20 m×20 m betragen. Hierbei beträgt die Gründungstiefe ca. 2,80 m unter Erdoberkante. Bei den Gründungsarbeiten werden je nach Gründungsart verschiedene schwere Geräte eingesetzt. Neben Baggern, Rammen und Erdbohrgeräten zählen hierzu auch LKW mit denen der bei Bohr-, Stufen- und Plattenfundamenten anfallende Erdaushub ab- bzw. der notwendige Beton angefahren werden.

Zum Einzug der Leiterseile werden zunächst an jedem Mast Hilfsrollen angebracht, durch die im ersten Schritt leichtere Hilfsseile und dann die Zugseile durchgeführt werden. In sensiblen Bereichen oder in unwegsamem Gelände kann das Einziehen der Hilfsseile auch per Hand oder mit Hilfe eines Hubschraubers erfolgen. Die Leiterseile selbst werden auf Seiltrommeln mit Seillängen bis zu 3000 m an die Baustelle angeliefert. Alle Teilleiter eines Bündels werden gemeinsam mit Hilfe einer Seilwinde von den Spulen auf die Maste eingezogen. Um ein Durchdrehen der Seiltrommeln zu verhindern, müssen diese hierzu mit einer

Bremse versehen sein. Zur Verbindung der Leiterseile sind verschiedene Verbindungselemente erhältlich, die entweder nicht lösbar oder lösbar ausgeführt sind. Sind die Leiterseile eingezogen, erfolgt abschließend die Einstellung des Durchhanges und die Installation der Abstandshalter, welche von einem Leitungsfahrgestell aus durchgeführt wird (siehe Abbildung 1.11, rechts). Für die Beseilungsarbeiten entsteht an den Trommelplätzen bzw. den Standorten für die Seilzugwinden ein Flächenbedarf von ca. 450 m<sup>2</sup>. Hier ist ebenfalls eine temporäre Zuwegung notwendig



**Abbildung 1.12** Bau einer Freileitung (links [5], rechts [13])

### 1.3.4 Querung von Verkehrswegen, Gewässern und Waldgebieten

Die Querung von Verkehrswegen und Gewässern ist mit Freileitungen verhältnismäßig unkompliziert, da sie in den meisten Fällen überspannt werden können. Müssen besonders weite Strecken überbrückt werden oder sehr große Durchfahrhöhen sichergestellt werden, so sind Sondermaste einzusetzen. Ein Beispiel hierfür ist die Elbekreuzung bei Stade. Sie wurde zwischen 1976 und 1978 im Zuge der Freileitung zwischen den Umspannwerken Dollern und Wilster errichtet und 1978 in Betrieb genommen. Die für vier 380-kV-Drehstromsysteme ausgelegte Elbekreuzung besteht aus zwei Abspannmasten mit Höhen von 76 und 62 m und zwei Tragmasten von jeweils 227 m Höhe, die alle in Tonnenmast-Bauweise ausgeführt wurden. Die Tragmaste gelten damit als die höchsten Freileitungsmaste in Europa. Die enorme Masthöhe musste gewählt werden, da in Bezug auf die Schifffahrt auf der Elbe eine Durchfahrhöhe von 75 m bei einer Spannweite von etwa 1170 m sichergestellt werden musste.





**Abbildung 1.13** Elbekreuzung bei Stade

Bei der Querung von Waldgebieten mit Freileitungen ist zu beachten, dass entlang der Trasse ein Schutzstreifen von typischerweise ca. 70 m Breite von hochwachsendem Bewuchs freigehalten werden muss. Die tatsächliche Breite des Schutzstreifens kann durch die Wahl der Mastform und der Spannweite beeinflusst werden.

## **1.4 Drehstrom-Kabel**

### **1.4.1 Allgemeines**

Die Entwicklung der Kabel begann zeitgleich mit der Entwicklung von Freileitungen. Bereits 1847 verlegte Siemens in Berlin mit Guttapercher isolierte Leitungen. Im Laufe der Zeit wurden Kabel für immer höhere Spannungsebenen entwickelt. Das erste 380-kV-Ölkabel wurde bereits 1952 in Schweden verlegt, um ein Kavernenkraftwerk mit dem Übertragungsnetz zu verbinden. Bis Anfang der 90er Jahre standen für 380-kV-Kabelverbindungen ausschließlich Ölkabel zur Verfügung. Zum Ausbau der Berliner Diagonalverbindung wurden 1978 zwischen dem UW Reuter und dem UW Mitte (8,1 km) und 1994 zwischen dem UW Reuter und der

Schaltanlage Teufelsbruch (7,6 km) jeweils zwei Niederdruck-Ölkabel mit direkter Wasserkühlung und einer Übertragungsleistung von 2x1120 MVA verlegt.

Die aus Sicht der Betriebsführung und des Umweltschutzes vorteilhafteren Kabel mit einer Isolation aus Polyethylen oder vernetztem Polyethylen (PE- oder VPE-Kabel) standen schon ab Ende der 60er Jahre für Spannungen bis 220 kV zur Verfügung [14]. Die Entwicklung von Kunststoffkabeln für die Höchstspannung scheiterte jedoch lange an der Verfügbarkeit geeigneter Muffen, so dass das erste 380-kV-PE-Kabel der Welt erst 1986 die Serienreife erreichte. 1997 wurde in Dänemark die bisher längste 380-kV-VPE-Kabelstrecke der Welt errichtet. Sie verbindet Kopenhagen über 22 km mit dem UCTE-Verbundnetz. Auch in Berlin wurden 1998 und 2000 zum Ausbau der Diagonalverbindung zwei 380-kV-VPE-Doppelkabelsysteme in Betrieb genommen. Die Kabel wurden auf zwei Abschnitten zwischen den UW Mitte und Friedrichshain (6,3 km) und weiter nach Marzahn (5,2 km) in zwangsbelüfteten Tunneln errichtet und können eine Leistung von 1100 MVA pro System übertragen.

Die meisten heute installierten Kabelsysteme wurden vornehmlich im städtischen Bereich oder als Seekabelverbindungen auf kurzen Strecken eingesetzt. **Tabelle 1.2** gibt einen Überblick über die zurzeit europaweit in Betrieb befindlichen 380-kV-Kabel mit den zugehörigen Kabellängen.

**Tabelle 1.2** In Europa in Betrieb befindliche 380-kV-Drehstrom-VPE- und Öl-Kabel [15], [16], [17]

Standort	Systeme / Typ	Länge in km	Querschnitt in mm <sup>2</sup>	Leistung in MVA	Bemerkung
Kopenhagen	1 / VPE 1 / VPE	22 14	1600 Cu 1600 Cu	975 800	Stadtkabel in Kopenhagen
Berlin	2 / Öl 2 / VPE	15,7 12,9	unbek. 1600 Cu	1100 gekühlt 1100	Kabelverlegung in Tunnelanlage zur Querung Berlins
Aalborg-Aarhus	2 / VPE	2,5 4,5 7,0	1200 Al	500	drei Zwischenverkabelungen im Zuge einer 140 km langen Freileitung aus politischen Gründen (Bürgerproteste), großer Nähe zu Wohnbebauung und zum Landschaftsschutz [18]
Madrid	2 / VPE	12,1	2500 Cu	1390 (Sommer) 1720 (Winter)	zwei parallele 380-kV-VPE-Kabel in Tunnelbauweise als Ersatz für Freileitung am Rande des Madrider Flughafens
London	1 / VPE	20	2500 Cu	1600	Kabelverlegung in Tunnelanlage zur Querung Londons vom Zentrum in die Vorstadt
Middlesbrough-York (UK)	2x2 / Masse	5,7	2000 Cu	700	Zwischenverkabelung im York-Tal im Zuge einer 70 km langen Freileitung, aufgrund von Bürgerprotesten und Landschaftsschutz
Turbigo-Rho (IT)	2 / VPE	8	2000 Cu	1050	vorrangiges Projekt im Rahmen der Transeuropäischen Netzwerke für Energie (TEN-E)
Waterweg/Calandkanaal-Dutch waterway crossing (NL)	2 / VPE	1,3 0,8	1600 Cu	1000	Installation einer Erdkabelverbindung unter den Wasserwegen "Nieuwe Waterweg" and "Calandkanaal" zur Fertigstellung des Westrings des 400 kV-Netzes in den Niederlanden.
Nordeinspeisung Wien	2 / VPE	5,2	1200 Cu	620 ungekühlt 1040 gekühlt	erdverlegtes Stadtkabel mit Möglichkeit zur Kühlung
Spanien-Marokko	2 / Masse	28,5	unbek.	600	Seekabel zur Verbindung der 380-kV-Netze von Spanien und Marokko

### 1.4.2 Aufbau von Höchstspannungskabeln

Ein Höchstspannungskabel ist ein hochkomplexes System, bei dem hohe Potentialunterschiede auf kleinen Strecken und damit große elektrische Feldstärken beherrscht werden müssen. Aus thermischen Gründen und um die notwendige Flexibilität und kleine Kabelgewichte zu erreichen, werden die Kabel als sogenannte Einleiterkabel ausgeführt. Die Hauptbestandteile eines Kabels sind (siehe auch **Abbildung 1.14**):

- Leiter
- Isolierung
- metallische Schirme
- Außenmantel

Als Leitermaterial kommt für Höchstspannungskabel in aller Regel Kupfer zum Einsatz. Alternativ kann der Leiter auch aus dem kostengünstigeren und wesentlich leichteren Aluminium gefertigt werden. Dieses besitzt jedoch den Nachteil, dass sein spezifischer Widerstand mit einem Wert von  $\rho_{\text{Al}} = 26,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  erheblich größer ist als der von Kupfer  $\rho_{\text{Cu}} = 16,8 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ . Dies führt dazu, dass der Leiterquerschnitt  $A$  eines Aluminiumkabels für den gleichen Bemessungsstrom und gleiche Verluste entsprechend der Verhältnisse der spezifischen Widerstände größer sein muss, als für ein gleichwertiges Kupferkabel (siehe Gl. (1.1)).

$$A_{\text{Al}} = \frac{\rho_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Cu}}} A_{\text{Cu}} \approx 1,6 \cdot A_{\text{Cu}} \quad (1.1)$$

Der Aufbau eines extrudierten 380-kV-VPE-Kabels mit seinen unterschiedlichen Lagen zur Isolation, Feldsteuerung, Umhüllung und Schirmung ist in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. ersichtlich.



**Abbildung 1.14** 380-kV-VPE-Kabel (Quelle: Brugg Cables)

Bei Hoch- und Höchstspannungskabeln mit Querschnitten von mehr als  $1000 \text{ mm}^2$  werden zumeist mehrdrähtige Sektorleiter verwendet (siehe auch **Abbildung 1.14**), um die Auswirkungen des sogenannten Skin- und Proximity-

Effektes, das heißt die Verdrängung des Stromes auf den äußeren Leiterquerschnitt, und die hiermit verbundenen höheren stromabhängigen Verluste zu mildern.

Für die Isolierung der Kabel können entweder getränkte Papierisolationen (Masse- oder Öl-Kabel) oder Kunststoffe (z.B. vernetztes Polyethylen) genutzt werden. Für Neubauten haben sich heute jedoch aus Umweltschutzgründen Kunststoffkabel mit einer Isolierung aus vernetztem Polyethylen (VPE) durchgesetzt. Für die klassische netzgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung werden jedoch masseimprägnierte Kabel eingesetzt, da sich in Kunststoffkabeln Raumladungen ausbilden und das Kabel daher durch die zur Leistungsrichtungsänderung notwendige Spannungsumkehr beschädigt werden würde. Reine Öl-Kabel werden heute für die HDÜ und HGÜ nicht mehr neu gebaut.

Die notwendige Wandstärke der Isolierung ist abhängig von der Betriebsspannung des Kabels. Für ein VPE-Kabel mit einer Betriebsspannung von 380 kV beträgt sie zwischen 25 und 27 mm, woraus sich bei einem Querschnitt von 2500 mm<sup>2</sup> ein Außendurchmesser von etwa 14,2 cm ergibt. Unterhalb der Isolierung wird auf den Leiter eine Schicht aus leitfähigem Kunststoff aufgebracht. Diese innere Leitschicht soll die Oberfläche des Leiters glätten und das elektrische Feld homogenisieren, wodurch das Entstehen von Teilentladungen durch Feldstärkeüberhöhungen verhindert werden soll.

Eine weitere leitfähige Schicht wird aus den gleichen Gründen außen auf die Isolierung aufgebracht (äußere Leitschicht). Ihr folgen eine ebenfalls leitfähige Polsterschicht, die die Isolierung vor einer mechanischen Beschädigung schützen soll und eine Lage Kupferdrähte als elektrische Schirmung. Der Schirm wird in der Regel auf beiden Seiten des Kabels geerdet, wobei für kurze Kabel bis zu einer Länge von etwa 500 m auch eine einseitige Erdung ausreichend ist [3]. Hierdurch werden sowohl der Mantel als auch die leitfähige Polsterschicht und die äußere Leitschicht auf das Erdpotential gezogen, und das elektrische Feld breitet sich in Folge des zylindrischen Kabelaufbaus radial aus. Durch diese Feldsteuerung sollen Feldverdichtungen und daraus folgende Teilentladungen vermieden werden. Durch die Erdung des Schirmes wird weiterhin bewirkt, dass das elektrische Feld nur zwischen dem Leiter und dem Schirm auftritt und nicht nach außen dringt. Eine weitere Aufgabe des metallischen Schirmes besteht darin, im Normalbetrieb die kapazitiven Ladeströme und im Kurzschlussfall den Kurzschlussstrom abzuleiten.

Oberhalb der elektrischen Schirmung schließt sich entweder ein Aluminium-Wellmantel oder ein längslaufend aufgebrachtes, beschichtetes Aluminiumband an. Diese sollen das Kabel gegen das Eindringen von Wasser schützen und so die sogenannte Querwasserdichtigkeit sicherstellen. Um eine Beschädigung der Querwassersperr durch die Kupferdrähte des elektrischen Schirmes zu vermeiden, wird zwischen beiden eine zusätzliche Befähigung als Trennschicht (Druckschutz) auf das Kabel aufgebracht. Diese Schicht kann auch aus einem quellfähigen



gen Material bestehen, welches verhindert, dass sich Wasser, welches trotz Querswassersperre in das Kabel eingedrungen ist, längs des elektrischen Schirmes ausbreitet. Derartig aufgebaute Kabel werden auch als längswasserdicht bezeichnet. Es ist außerdem möglich und auch empfehlenswert einen Lichtwellenleiter in den Drahtschirm zu integrieren. Hiermit lässt sich ein sogenanntes Temperaturmonitoring durchführen und das thermische Längsprofil des Kabels überwachen. Hierdurch kann eine lokale Übererwärmung rechtzeitig erkannt und die Bildung von sogenannten hot spots wirksam erkannt werden. Als äußerste Schicht schließt der Kabel- oder Außenmantel, der heute zumeist aus einer Schicht Polyethylen besteht, das Kabel nach außen hin ab. Der Außenmantel dient so als mechanischer Schutz vor Beschädigungen für die weiter innen liegenden Schichten.

Die maximalen Betriebsspannungen der heute verfügbaren Drehstrom-Kabelsysteme können **Tabelle 1.3** entnommen werden.

**Tabelle 1.3** Maximale Betriebsspannungen heute verfügbarer Kabelsysteme für Drehstrom [19], [20]

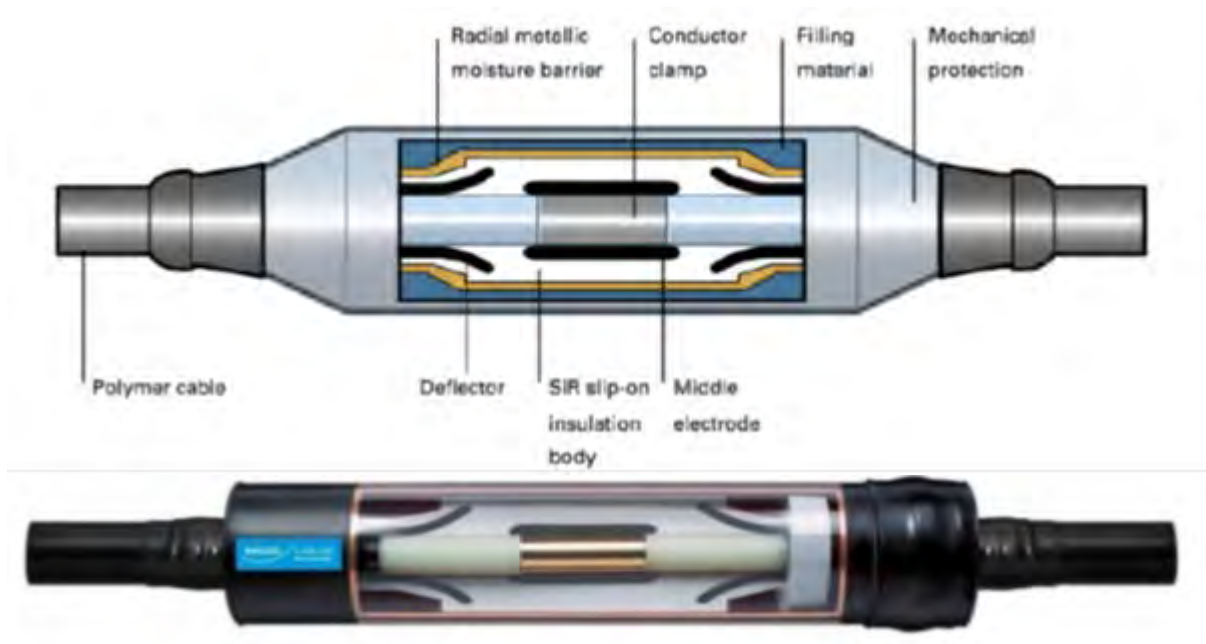
Isolation	maximale Betriebsspannung
VPE	Landkabel bis 550 kV Seekabel bis 245 kV
Papier-Masse	500 kV
Öl	bis 420 kV

### 1.4.3 Kabelgarnituren

Kabelendverschlüsse und Muffen werden allgemein auch als Kabelgarnituren bezeichnet. Kabelendverschlüsse dienen dazu, ein Kabel vor der Einführung in eine Schaltanlage abzuschließen und gleichzeitig vor dem Eindringen von Schmutz und Feuchtigkeit zu schützen. Muffen dienen zur Verbindung von Kabeln und Kabelstücken. Sie werden allgemein eingeteilt in Verbindungsmuffen zur Verbindung von Kabeln gleichen Typs und Übergangsmuffen zur Verbindung von Kabeln unterschiedlichen Typs. Hinzu kommen noch sogenannte Crossbonding-Muffen, die dazu dienen die metallischen Schirme der Kabel auszukreuzen, um so zu große Schirmströme und die damit verbundenen Verluste zu reduzieren. Eine Beschreibung des Crossbondings kann Abschnitt 1.4.4 entnommen werden.

Da in Muffen und Endverschlüssen die äußere Leitschicht abrupt in einer Kante endet, ist an diesen Stellen besonderer Wert auf die Steuerung des elektrischen Feldes zu legen, da es ansonsten zu Feldstärkeüberhöhungen und daraus folgend zu Teilentladungseffekten kommen kann, die eine schleichende Zerstörung der Kabelisolation und daran anschließend den Ausfall des Kabels zur Folge hätten. Die Installation ist daher sehr sorgfältig von Fachkräften mit ausreichender Erfahrung und unter möglichst reinen Bedingungen durchzuführen und deshalb sehr zeitaufwendig.





**Abbildung 1.15** 380-kV-Muffe für VPE-Kabel [21]

Die Muffen sind mechanisch zu fixieren, um Beanspruchungen durch Dehnungen oder Stauchungen aufgrund von thermisch bedingten Längenänderungen zu vermeiden. Um eine genügende Montagefreiheit zu erreichen, werden die Kabel im Bereich der Muffen auf einen Abstand von etwa 1,5 m gespreizt und die Muffen der einzelnen Phasen versetzt angeordnet [4]. Die mechanische Fixierung der Muffen kann erfolgen, indem in Abständen von etwa 600 bis etwa 900 m (je nach maximaler Kabellieferlänge, räumlichen Gegebenheiten und Wahl der Abschnittslängen) Muffenbauwerke aus Beton errichtet werden [16]. Solche Muffenbauwerke haben eine Länge von etwa 10 m, eine Breite von etwa 3 m und eine Tiefe bis zu 2 m. In den Muffenbauwerken werden außerdem Mess- und Kontrolleinrichtungen untergebracht (z. B. Anlagen zur Teilentladungsmessung). Alternativ können die Muffen auch direkt in Sand gelegt werden und auf Platten aus Beton befestigt werden. Muffenbauwerke haben den Vorteil, dass die Muffen im Fehlerfall schneller zugänglich sind und die erforderlichen Mess- und Kontrolleinrichtungen sowie die Crossbonding-Kästen (siehe auch Abschnitt 1.4.4) aufnehmen können. Sie sind aber insgesamt kostenintensiver.

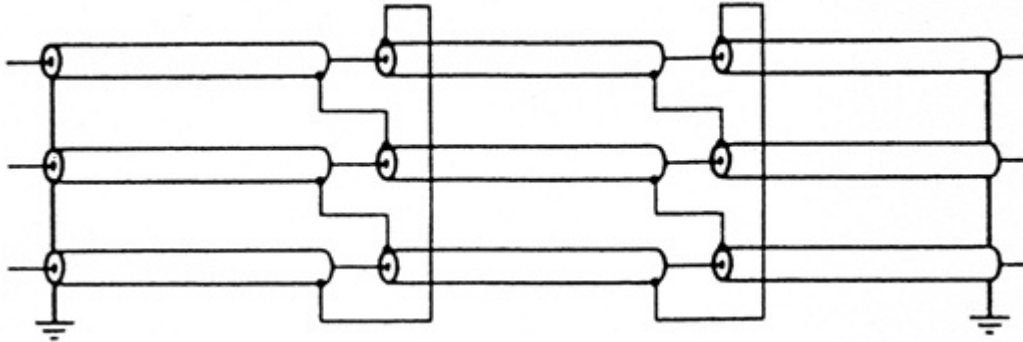


**Abbildung 1.16** 380-kV-Tunnelbauwerk mit Kabelmuffe, Flughafen Madrid. [16]

#### 1.4.4 Crossbonding

Um die Schirmströme und die daraus resultierenden Zusatzverluste klein halten zu können, müssen die Kabelschirme in regelmäßigem Abstand ausgekreuzt werden (Crossbonding). Das Kabel wird hierzu in mindestens drei Abschnitte aufgeteilt, die zusammen einen sogenannten Crossbonding-Hauptabschnitt bilden. Entlang eines solchen Hauptabschnittes werden die Kabelmäntel an zwei Stellen so ausgekreuzt, dass jeweils die Schirme aller drei Phasen in Reihe geschaltet werden (siehe auch **Abbildung 1.17**). Hierdurch wird erreicht, dass sich die entlang der Schirme induzierten Spannungen, die wie die Leiter-Erde-Spannungen ein Drehstromsystem bilden, im Idealfall zu Null addieren und somit zu keinen oder zumindest sehr kleinen resultierenden Schirmströmen führen. Das Auskreuzen der Schirme geschieht in Verbindung mit speziellen Muffen in sogenannten Cross-Bonding-Kästen, die neben der Kabelanlage oder innerhalb des Muffenbauwerkes errichtet werden und die zu Wartungszwecken zugänglich sein sollten. Die Kästen bestehen in der Regel aus Metall und haben eine Abmessung von typischerweise 30,5 x 68 x 61 cm (H x B x T). Die in den Crossbonding-Muffen getrennten Schir-

me werden mittels Koaxialkabeln in den Kasten geführt und dort vertauscht. Zum Schutz vor hohen Überspannungen an den Schirmen sind Überspannungsableiter gegen Erde vorzusehen.



**Abbildung 1.17** Auskreuzen der Kabelschirme bei Drehstrom-Einleiterkabeln (Cross-Bonding)

Die maximale Länge eines Crossbonding-Hauptabschnittes richtet sich nach den zulässigen Schirmspannungen, in der Regel geht man jedoch von etwa 6-9 km aus, woraus sich für die Unterabschnitte eine Länge von etwa 2-3 km ergibt.

## 1.4.5 Kabellegung

### 1.4.5.1. Allgemeines

Kabel werden entweder in einem im klassischen Tiefbau errichteten Kabelgraben (i. d. R. in freiem Gelände) oder einem in offener oder geschlossener Bauweise gebauten Kablettunnel (i. d. R. städtisches Gelände) verlegt. Bis zu einer Spannung von maximal 110 kV werden Kabel heute auch eingepflügt, für 380 kV ist dies bislang nicht möglich. Neben dem Kabelgraben bzw. -tunnel gehören zu einer Kabelanlage noch die Muffenbauwerke, die die notwendigen Muffen enthalten, Monitoringsysteme, Teilentladungsmesseinrichtungen, Schutzsysteme inklusive der notwendigen Messwandler sowie Kompensations- und ggf. Kühlanlagen. Weiterhin sind jeweils an den beiden Kabelenden sowie an den Übergängen auf die Kompensationsanlagen oder auf weiterführende Freileitungen Kabelendverschlüsse und die notwendigen Übergangsanlagen zu installieren.

### 1.4.5.2. Verlegung im offenen Kabelgraben

Die Verlegung von 380-kV-Kabeln im offenen Gelände wird in der Regel im klassischen Tiefbauverfahren in einem offenen Kabelgraben realisiert. Für die Tiefe des Kabelgrabens wird mit Rücksicht auf eine mögliche landwirtschaftliche Nutzung oberhalb der Trasse mit einer Mindestabdeckung der Kabel von 1,50 m gerechnet. Die Breite des Kabelgrabens ist abhängig von der Anzahl der Kabelsysteme sowie den gewählten System- und Leitermittenabständen.

Um einem Einsturz des Kabelgrabens vorzubeugen ist das Grabenprofil nach "DIN 4124 Baugruben und Gräben" [22] herzustellen. Für nicht bindige Böden wird die

Böschung mit einem Winkel von  $45^\circ$  bis auf die Sohle des Kabelgrabens hinab ausgehoben. Der Bodenaushub muss mindestens 60 cm von der Böschungskante entfernt gelagert werden. Da nur ein Teil des Erdaushubes zur Wiederverfüllung des Grabens benötigt wird, ist der andere Teil mittels LKW abzutransportieren. Hierfür und für weiteres schweres Gerät muss für die Bauphase auf mindestens einer Seite des Kabelgrabens eine Baustraße errichtet werden. Diese muss gemäß DIN 4124 [22] eine feste Deckung von mindestens 15 cm Deckung (z. B. Beton, Asphalt oder im Verbund liegendes Pflaster) aufweisen. Wenn keine Anforderungen an den seitlichen Abstand zur Böschung resultieren, werden derartige Baustraßen häufig auch aus Schotter oder aus aufbereitetem Bauschutt hergestellt. Dieses Material bietet den Vorteil, dass es einfach eingebaut und wieder entfernt werden kann. Gegebenenfalls kann es auch wiederverwertet und damit mehrfach verwendet werden.

Bei stark wasserhaltigen Böden kommt es durch den offenen Kabelgraben zu einer Dränagewirkung, die ein Volllaufen des Grabens bewirkt. Hierdurch wird es dann während der Bauzeit notwendig, den Kabelgraben von Wasser frei zu halten. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von Wasserhaltung. Dies kann z. B. durch das Verlegen von Dränagerohren unterhalb der Kabel und Abpumpen des anfallenden Wasser erfolgen. Um nicht dauerhaft in den Wasserhaushalt einzugreifen, ist das Dränagerohr nach Abschluss der Arbeiten wieder zu entfernen. In besonders wasserhaltigen Gebieten, z. B. Mooregebieten, kann auch das beidseitige Spunden des Kabelgrabens notwendig werden. Vor den Spundwänden müssen dann Pumpen installiert werden, um das eintretende Wasser abzupumpen.

Für die Verlegung von 380-kV-Kabeln kommt aus thermischen Gründen nur die Verlegung von Einleiterkabeln in ebener Anordnung in Frage. Die Kabel sind in Abhängigkeit von den vorliegenden Bodenverhältnissen gegebenenfalls in ein thermisch stabilisierendes Bettungsmaterial zu verlegen, um eine mögliche Bodenaustrocknung und damit einher gehende Verschlechterung des thermischen Bodenwiderstandes wirksam verhindern zu können (siehe auch Teil II). Dies besteht entweder aus einem speziellen Sandgemisch mit einer bestimmten Körnung und Wärmeleitfähigkeit oder aus einem Gemisch aus Sand und Zement (Magerbeton), welches im Laufe der Zeit aushärtet und so eine feste Schicht bildet. Magerbeton hat den Vorteil, dass er vergleichsweise unempfindlich gegen Erosion ist und auch bei steilen Trassen nicht durch Regen ausgewaschen wird. Außerdem bietet er einen mechanischen Schutz. Nachteilig ist, dass er im Falle eines Kabelfehlers nur durch den Einsatz von Maschinen zu lösen ist und außerdem zur Flächenversiegelung beiträgt.

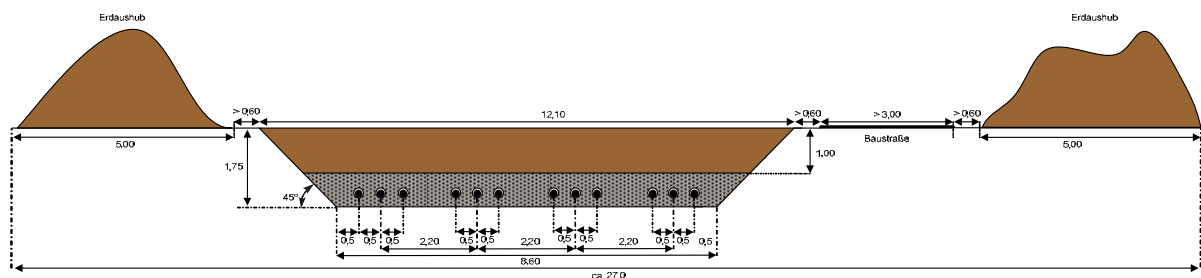
Um eine mechanische Beschädigung der Kabel, z. B. durch Baumaschinen zu verhindern, müssen oberhalb der Kabel Trassenwarnbänder eingebracht werden. Zusätzlich sind oberhalb der thermischen Bettung Kunststoff-, Betonplatten oder einfacher Maschendraht aufzubringen. Alternativ können die Kabel auch in soge-



nannte Kabelschutzrohre aus Stahl oder Kunststoff eingezogen werden. Hierbei muss dann beachtet werden, dass die Verlustwärme schlechter abgeführt werden kann und die maximale Übertragungsleistung damit abnimmt (siehe auch Teilbericht II). Bei Stahlrohren entstehen zudem zusätzliche Verluste durch induzierte Wirbelströme. Kabelschutzrohre können auch dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn die Trasse später um weitere Kabelsysteme erweitert werden soll. Hierbei werden dann zunächst Leerrohre verlegt, in die dann später die zusätzlichen Kabelsysteme ohne weitere Erdarbeiten eingezogen werden können.

Für vier Kabelsysteme ergibt sich das in **Abbildung 1.18** gezeigte beispielhafte Grabenprofil. Für dieses Profil ist mit einem Bodenaushub von etwa  $18 \text{ m}^3$  pro Meter zu rechnen. Hiervon werden etwa  $11 \text{ m}^3$  Boden zur Rückverfüllung benötigt, so dass ein Transportbedarf von etwa  $7,0 \text{ m}^3$  pro Meter entsteht. Gleichzeitig werden etwa  $7,0 \text{ m}^3$  Bettungsmaterial benötigt, was zu einem entsprechenden Transportbedarf führt.

Die Trassenbreite beträgt für das gezeigte Profil während der Bauzeit mindestens 27 m und nach Fertigstellung der Arbeiten etwa 7,60 m (Abstand zwischen den beiden äußeren Kabeln). Zusätzlich sollte in der Betriebszeit ein etwa 2 bis 5 m breiter Streifen links und rechts der Kabeltrasse von tiefwurzelnden Pflanzen (z. B. Bäumen) freigehalten werden, um ein Einwachsen von Wurzeln in die Kabeltrasse zu verhindern. Hierdurch ergibt sich für das hier gezeigte beispielhafte Grabenprofil im Betrieb eine Gesamttrassenbreite von etwa 12 bis 18 m.



**Abbildung 1.18** Kabelgrabenprofil für vier Systeme während der Bauphase (Maße in m)

Nach Fertigstellung des Kabelgrabens werden die Kabel mit Hilfe von Kabelzugwinden von Kabeltrommeln in den Graben eingezogen (siehe **Abbildung 1.19**). Um das Kabel bei der Legung nicht zu beschädigen, muss beachtet werden, dass die zulässigen Zugkräfte und Biegeradien eingehalten werden. Die maximale Lieferlänge der Kabel wird durch die aus Transportgründen maximal zulässigen Abmessungen und Gewichte der Kabeltrommeln bestimmt (siehe auch **Tabelle 1.4**). Für ein Kabel mit einem Querschnitt von  $2500 \text{ mm}^2$  Kupfer stellen beispielsweise etwa 900 m die maximale Lieferlänge dar. Die hierfür erforderliche Kabeltrommel hat einen Durchmesser von etwa 4,40 m und eine Breite von 2,60 m sowie ein Leergewicht von etwa 3,0 t. Bei einem Kabelgewicht von etwa 40 kg/m ergibt sich hieraus ein Gesamtgewicht für die Kabeltrommel von etwa 40 t. Sowohl

die Größe als auch das Gewicht einer solchen Kabeltrommel machen teure Sondertransporte erforderlich. Inklusive Fahrzeug kann ein solcher Transport ein Gewicht von bis zu ca. 70 t erreichen. Zum Entladen der Trommeln bzw. zum Umsetzen auf dem Lagerplatz werden Schwerlastkräne mit einer Tragkraft im Bereich von etwa 200 t benötigt. Bei einem konkreten Projekt ist daher zu prüfen, ob nicht kürzere Lieferlängen gewählt werden, um den Transportaufwand und damit die Kosten niedrig zu halten. Hier ist eine Abwägung von Kosteneinsparung und Nutzen notwendig, da man aus technischen Gründen möglichst große Kabellängen wählen würde, um die Anzahl der Muffen möglichst klein zu halten.



**Abbildung 1.19** Kabelzug bei einem 380-kV-Kabel ( $630 \text{ mm}^2$ , 560 MVA) Mendrisio Cagno [21]

Die genauen Abmessungen der Kabelgräben und Kabeltrommeln, sowie die anfallenden Mengen an Bodenaushub und Bettungsmaterial sind stets vom konkreten Projekt sowie den damit verbundenen örtlichen Gegebenheiten abhängig. Die Angaben in **Tabelle 1.4** geben daher nur grobe Anhaltswerte für die beim Bau von Höchstspannungskabeln auftretenden Dimensionen.



**Tabelle 1.4** Dimensionen im Bereich Höchstspannungskabel [4]

Kabelgewicht	bis 40 kg/m
Trommelgewicht	bis 40.000 kg
Trommeldurchmesser	bis 4,40 m
Trommelbreite	bis 2,60 m
Regelgrabentiefe	bis 1,75 m
Sohlenbreite	bis 15 m
Bodenaushub	bis 30 m <sup>3</sup> pro m Kabelgraben
Bedarf an Bettungsmaterial	bis 10 m <sup>3</sup> pro m Kabelgraben
Trassenbreiten	bis 50 m

#### 1.4.5.3. Tunnellegung

Die Verlegung von Höchstspannungskabeln in einem begehbaren Tunnel (**Abbildung 1.20**) bietet den Vorteil, dass sowohl das Kabel als auch die Muffen vor mechanischen Beschädigungen geschützt sind und für Reparaturen jederzeit zugänglich bleiben. Wird zur Kühlung der Kabel Luft durch den Tunnel geblasen, lässt sich die Leistungsfähigkeit der Kabel steigern. Diese Vorteile werden jedoch durch hohe Investitionskosten für die Tunnelanlage erkauft. Aus diesem Grund finden Tunnellösungen ausschließlich in städtischem Gebiet Anwendung, wo eine Verlegung in klassischer Tiefbauweise nahezu unmöglich ist.



**Abbildung 1.20** 380-kV-Kabelanlage in Berlin

Der Bau des Tunnels erfolgt entweder in geschlossener oder offener Bauweise. Bei der geschlossenen Bauweise wird der Tunnel im klassischen bergmännischen Vortrieb errichtet. Hierbei kommen entweder Tunnelbohrmaschinen zum Einsatz, oder der Vortrieb erfolgt durch Sprengen. Bei der offenen Bauweise wird zunächst ein Graben geöffnet in den nachfolgend der Tunnel eingebaut wird. Hierbei kommen entweder Fertigteile zum Einsatz, oder der Tunnel wird Vorort aus Beton gegossen.

Neuerdings wird hierbei auf die Bewehrung mit Stahl verzichtet, wodurch sich Kostenvorteile und eine höhere Baugeschwindigkeit, ohne den Verlust der Festigkeit, erzielen lassen sollen. Dieser sogenannte Infrastrukturkanal soll eine lichte Weite von typischerweise  $2,0 \times 2,1$  m besitzen (siehe auch [20]) und könnte damit maximal zwei Drehstrom-Kabelsysteme aufnehmen. Für größere Leistungen müsste daher gegebenenfalls ein zweites Tunnelsystem errichtet werden. Die Herstellerfirma des Infrastrukturkanals gibt laut [20] Gesamtkosten von etwa 750.000-950.000 €/km an. Hierin sollen die Kosten für die notwendigen Einstiegsbauwerke und Belüftungsschächte bereits enthalten sein. Im Vergleich zur Verlegung im offenen Graben, wo mit Kosten von ca. 664.000 €/km für zwei parallele Kabelsysteme gerechnet wird (siehe auch Bericht Teil IV), ergeben sich damit deutliche Mehrkosten. Die Baugeschwindigkeit soll zudem bei etwa 15 m pro Tag liegen, was den Tunnel für längere Strecken ungeeignet macht.

#### 1.4.5.4. Querung von Verkehrswegen

Die Querung von Verkehrswegen oder Gewässern ist mit Kabeln meist aufwendiger und damit teurer als bei Freileitungen. Kleinere Straßen (z. B. Kreisstraßen) werden in der Regel in herkömmlicher Tiefbauweise aufgerissen und nach Kabellegung wieder instandgesetzt. Die Querung von Gewässern und größeren Straßen (z. B. Bundesstraßen oder Autobahnen) erfolgt heute meist in geschlossener Bauweise mit Hilfe von Bohrpress- oder Horizontalbohrverfahren (HDD-Horizontal Directional Drilling).

Die Besonderheit der HDD-Bohrung (siehe **Abbildung 1.21**) liegt in dem flexiblen und exakt ortbaren Bohrgestänge, mit welchem auch enge Kurvenradien erreicht werden können. Die exakte Richtungsbestimmung erfolgt durch ein Ortungssystem im Bohrkopf, der von der Oberfläche aus mit Hilfe von elektromagnetischen Signalen gut verfolgt werden kann. Die Steuerung des Bohrkopfes erfolgt über eine asymmetrische Schrägfläche am Bohrkopf, mit der sich jede gewünschte Richtungsänderung durchführen lässt.

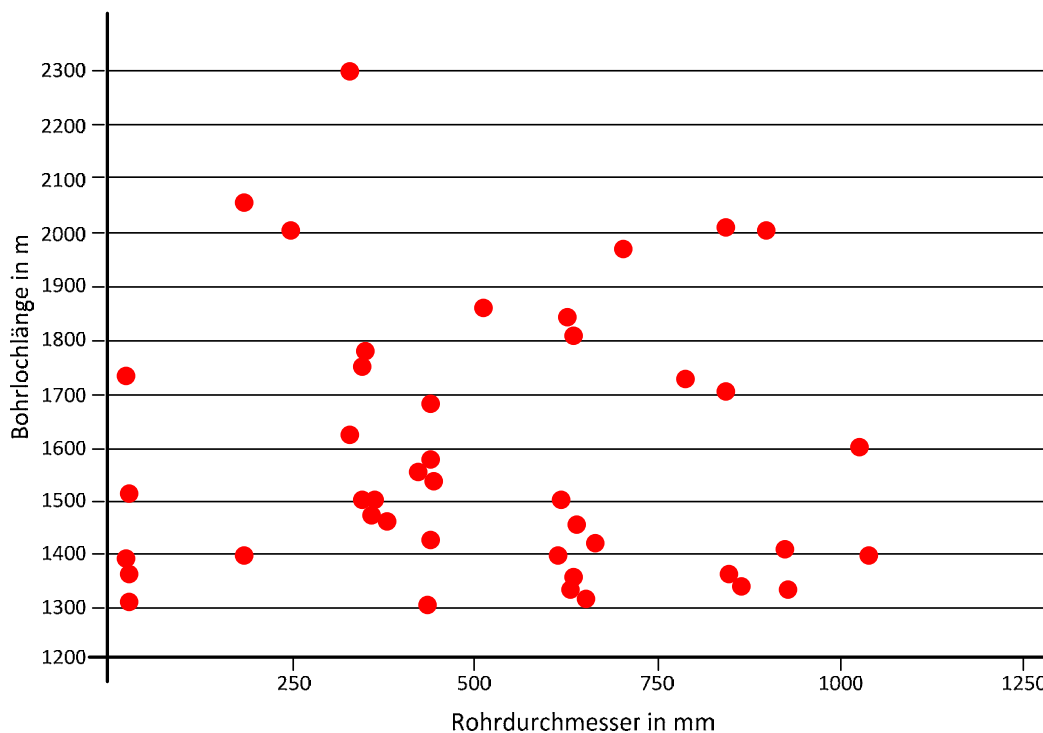
Bei einer HDD-Bohrung wird zunächst mit einem sehr dünnen Bohrgestänge eine Pilotbohrung durchgeführt. Das so entstandene Bohrloch wird dann nachfolgend in einem oder mehreren Aufweitungsbohrgängen auf den gewünschten Durchmesser aufgeweitet. Die Aufweitung erfolgt stets im Rückwärtsgang, indem der Aufweitkopf durch das Bohrloch hindurch gezogen wird. Sind mehrere

Aufweitgänge zur Erreichung des gewünschten Durchmessers notwendig, wird hinter dem Aufweitkopf stets ein Bohrgestänge für die nächste Aufweitungsstufe mitgeführt. Beim letzten Aufweitgang wird dann ein Leerrohr aus Kunststoff oder Stahl hinter dem Aufweitkopf in das Bohrloch eingezogen. Diese Kabelschutzrohre bieten zwar einen höheren Schutz, führen aber auch dazu, dass die im Kabel entstehende Wärme schlechter abgeführt werden kann (siehe Teil II). Um einen thermischen Engpass zu vermeiden, müssen die Kabelabstände daher im Bereich der Querung vergrößert werden, was wiederum negative Auswirkungen auf die resultierenden Magnetfelder des Kabels hat (siehe Teil III).



**Abbildung 1.21** HDD-Bohrung [5]

Die maximal mögliche Länge für HDD-Bohrungen liegt heute bei etwa 2,5 bis 3 km. Hierzu werden Großbohrgeräte mit einer Zugkraft im Bereich von etwa 450 t benötigt. Wie **Abbildung 1.22** zeigt liegen die erreichbaren Rohrdurchmesser hierbei im Bereich von etwa 1 m.



**Abbildung 1.22** Übersicht über weltweit realisierte Längen und Durchmesser bei HDD-Bohrungen ( [23] und eigene Darstellung)

#### 1.4.6 Kabelprüfung

Nach der Verlegung oder Reparatur eines 380-kV-Kabels ist dieses stets einer Hochspannungsprüfung zu unterziehen. Der erforderliche Prüfumfang ist in der Norm IEC 62067 [24] geregelt. Darin werden eine Gleichspannungsprüfung des Mantels und eine Wechselspannungsprüfung des Isoliersystems gefordert. Die Gleichspannungs-Mantelprüfung soll zwischen allen metallischen Umhüllungen, konzentrischen Drähten und Bändern und dem Erdboden erfolgen. Hiermit soll die Unversehrtheit des Mantels nachgewiesen werden. Für die Wechselspannungsprüfung wird eine Prüfung mit einer Spannung von  $1,7 U_0$  mit einer Prüffrequenz von 20 bis 300 Hz für 60 Minuten empfohlen. Alternativ kann auch mit Nennspannung über 24 Stunden geprüft werden.

Für die Erzeugung der erforderlichen Prüfspannungen sind mobile Resonanzprüfanlagen erforderlich (siehe **Abbildung 1.23**). Die erreichbare Prüflänge wird durch die begrenzte Leistung der notwendigen Resonanzdrosseln bestimmt. Die bisher größte Prüflänge wurde mit 20 km bei der Kabelprüfung des Londoner 380-kV-Stadkabels erreicht. Die hierbei erforderliche Ausrüstung hatte ein Gesamtgewicht von etwa 150 Tonnen und musste aus ganz Europa mit Hilfe von fünf Tiefladern antransportiert werden [25]. Durch diesen hohen Aufwand stellt die Hochspannungsprüfung einen zusätzlichen Kostenfaktor bei der Verlegung oder Reparatur eines Höchstspannungskabels dar.





**Abbildung 1.23** Hochspannungsprüfung bei einem 380-kV-Kabel (630 mm<sup>2</sup>, 560 MVA) Mendrisio Cagno [21]

## 1.5 Freileitung mit Zwischenverkabelung

Für die Anbindung städtischer Höchstspannungskabel an das umgebende freileitungsbasierte Übertragungsnetz sind Übergänge von Freileitungen auf Kabel und umgekehrt erforderlich. Weiterhin kann heute auch der Bau von Freileitungen mit Zwischenverkabelungen durch gesetzliche Forderungen (ENLAG [26], Niedersächsisches Erdkabelgesetz [27]) nach einer Erdverkabelung in der Nähe von Landschaftsschutz- und Wohngebieten notwendig werden.

Für die Übergänge zwischen Freileitung und Kabel ergeben sich zusätzliche technische und bauliche Anforderungen, die aus dem unterschiedlichen Aufbau und den elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel Freileitung und Kabel resultieren.

Der zusätzliche Aufwand zum Bau der notwendigen Übergangsanlage (siehe auch **Abbildung 1.24**) besteht aus:

- Grundstück inklusive Zaun
- Freileitungsendmast und –portal
- Sekundärtechnik, insbesondere Schutztechnik
- Gebäude oder Container zur Aufnahme der Sekundärtechnik
- zusätzlichen Erdseilen auf den Masten vor der Anlage und zusätzlichem Erdungsaufwand
- Sonstiges (z. B. Fundamente, Leiter, Planung, Montage,...)

Zusätzlich werden pro Kabelsystem weitere Systemkomponenten benötigt. Hierzu zählen:

- drei Kabelendverschlüsse
- drei Überspannungsableiter
- drei Stromwandler

- abhängig vom Betriebs- und Schutzkonzept ggf. drei Trennschalter und ggf. drei Leistungsschalter

Die Übergangsanlage wird als eingezäunte Freiluftanlage ausgeführt. Für den Übergang von einer Doppelfreileitung auf zwei Kabelsysteme kann ohne zusätzliche Schaltfelder von einem Platzbedarf von etwa 2500 m<sup>2</sup> ausgegangen werden. Hierbei besteht aber sicherlich noch ein Optimierungspotential.



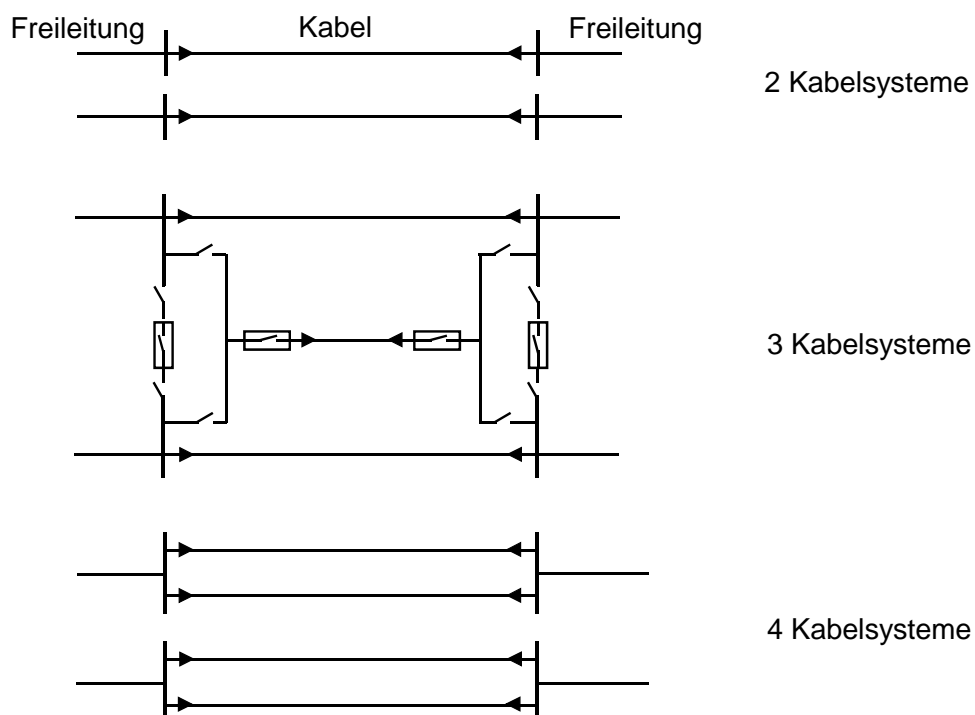
**Abbildung 1.24** Freileitung-Kabel-Übergangsanlage mit geschätzten Abmessungen, Beispiel Madrid.

Bei der Planung und dem Bau der Übergangsanlage muss besonderer Wert auf den Überspannungsschutz der Kabel gelegt werden. Von der Freileitung in das Kabel einlaufende Überspannungswellen, z. B. in Folge eines Blitzeinschlages, werden am Ende des Kabels beim erneuten Übergang auf eine Freileitung aufgrund der unterschiedlichen Wellenwiderstände (Kabel ca. 50 Ω, Freileitung ca. 240 Ω) fast vollständig reflektiert. Die reflektierte Spannungswelle läuft auf dem Kabel wieder zurück und überlagert sich dabei der einlaufenden Spannungswelle. Hierdurch können sich innerhalb des Kabels sehr hohe Überspannungen ausbilden, die gegebenenfalls zu einem Durchschlag der Kabelisolation führen können. Aus diesem Grund müssen direkt an den Endverschlüssen in möglichst geringem Abstand Überspannungsableiter installiert werden. Außerdem wird versucht, durch zusätzliche Erdseile und eine Verringerung der Erdungswiderstände der Maste unmittelbar vor der Übergangsanlage die Gefahr eines Blitzeinschlages in die Leiterseile bzw. die Gefahr von rückwärtigen Überschlüssen zu verringern.

Werden Kabel im Rahmen einer Zwischenverkabelung eingesetzt, so resultieren aus dieser Lösung weitere Besonderheiten. Da Kabel eine geringere thermische



Grenzleistung als Freileitungen besitzen, stellen sie einen elektrischen Engpass in der Übertragungsleitung dar. Aus diesem Grund kann es je nach geforderter Übertragungsleistung erforderlich werden, eine gegenüber der Anzahl der Freileitungssysteme erhöhte Anzahl von Kabelsystemen zu verlegen (siehe auch **Abbildung 1.25**). In der Regel wäre der Bau von drei Kabeln ausreichend, um die zulässige Übertragungsleistung einer Freileitung mit zwei Systemen zu erreichen. In diesem Fall wären in den Übergangsanlagen jeweils zwei voll ausgestattete Schaltfelder erforderlich, um im Normalbetrieb eine gleichmäßige Leistungsaufteilung auf den Freileitungen zu erreichen und im Fehlerfall zu verhindern, dass beide Stromkreise gleichzeitig abgeschaltet werden müssen. Eine solche Bauweise spart zwar ein viertes Kabelsystem ein, führt aber zu Einschränkungen in der Netzführung und erfordert ein komplexeres Schutz- und Schaltungskonzept, um Kabelfehler sicher erkennen und abschalten zu können. Hinzu kommt, dass die unabhängige Betriebsweise der beiden Stromkreise aufgegeben werden müsste. Aus diesem Grund ist, insbesondere für kurze Zwischenverkabelungen, eine Ausführung mit zwei Kabelsystemen pro Freileitungsstromkreis mit dann möglicherweise gegenüber einer 3-systemigen Kabellösung reduzierten Kabelquerschnitten vorzuziehen.



**Abbildung 1.25** Varianten bei Zwischenkabel

Auch der Netzschutz muss an die besonderen Bedingungen einer Zwischenverkabelung angepasst werden. Bei reinen Freileitungstrecken treten als Folge atmosphärischer Einflüsse (z. B. Blitzeinschlag) oder äußerer Einwirkungen (z. B. Äste oder verschmutzte Isolatoren), überwiegend einpolige Lichtbogenkurzschlüsse auf. Derartige Fehler werden in der Regel durch eine sogenannte Automatische

Wiedereinschaltung (AWE) beseitigt (siehe [28] und Abschnitt 4.1). Ein Durchschlag der Isolation bei einem Kabel führt bedingt durch die aufgrund des Erdungskonzeptes in Höchstspannungsnetzen fließenden hohen Ströme stets zur lokalen Zerstörung des Kabels. Es muss, um den Rest des Kabels schützen und einen Kabelgroßschaden (z. B. Beschädigung einer benachbarten Phase durch den Lichtbogen) vermeiden zu können, schnellstmöglich beidseitig abgeschaltet werden. Da man auch bei einer Freileitung mit Zwischenverkabelung nicht auf den Einsatz der AWE verzichten wird, muss der Netzschutz somit so ausgelegt werden, dass sich für die Freileitungs- und Kabelstrecken jeweils eigene Schutzbereiche ergeben. Erfolgt eine Schutzanregung, ermittelt der Netzschutz zunächst den genauen Fehlerort und führt dann entweder eine AWE aus oder schaltet die Leitung unverzüglich ab.

## 1.6 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Neben der Energieübertragung mit Drehstrom hat sich insbesondere mit den Entwicklungen im Bereich der Leistungselektronik auch die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) für Sonderanwendungen etabliert. Die weltweit erste kommerzielle HGÜ-Verbindung für eine Übertragungsspannung von  $\pm 200$  kV wurde 1945 in Deutschland zwischen dem Kraftwerk Elbe und dem Netz der Berliner Elektrizitätswerke errichtet. Nach Kriegsende wurde diese Anlage jedoch durch die sowjetische Besatzungsmacht demontiert und zur Errichtung der Leitung Kashira-Moskau verwendet. Die Erzeugung des Gleichstroms erfolgte bei den ersten Anlagen noch mit Quecksilberdampf-Stromrichtern, ab den 1970er Jahren wurden diese jedoch zunehmend durch Umrichter mit Thyristoren ersetzt. In den letzten Jahren wurden auch Umrichter auf Basis von IGBTs (Insulated-Gate-Bipolar Transistor) entwickelt. Diese stellen im Gegensatz zu Thyristoren wiederabschaltbare Elemente dar. Da sie hierdurch auch mehrmals in einer Netzperiode (20 ms bei 50 Hz) wieder ein- und ausgeschaltet werden können, sind sie erheblich flexibler in der Anwendung. Hierdurch wird ein sogenannter pulsmodulierter Betrieb möglich, der die Sinusform der Netzspannung besser nachbildet und daher zu einer geringeren Oberschwingungsbelastung führt. Weiterhin ist es mit IGBT-Umrichtern möglich, die Blindleistung und Wirkleistung unabhängig voneinander zu stellen. In Abhängigkeit von den in den Stromrichtern eingesetzten Halbleiterelementen und deren Eigenschaften unterscheidet man die HGÜ heute üblicherweise in die klassische netzgeführte HGÜ (LCC – line commutated converter<sup>4)</sup>) mit Thyristoren und die selbstgeführte HGÜ (VSC -voltage source converter) mit abschaltbaren IGBTs (siehe auch Abschnitte 1.6.1 und 1.6.2).

Wie **Abbildung 1.2** entnommen werden kann, kann die HGÜ-Technologie sowohl mit Kabeln als auch mit Freileitungen genutzt werden. Hierbei werden im

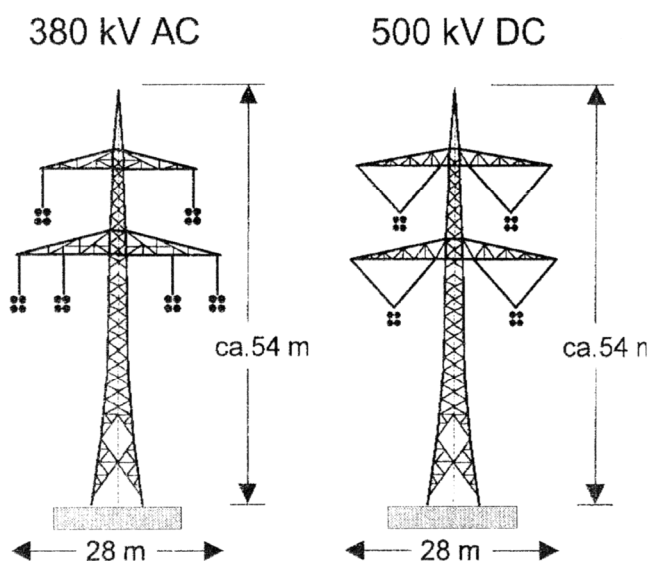
<sup>4)</sup> In der Literatur wird häufig auch die Bezeichnung CSC-HGÜ (current source converter) verwendet.

Gegensatz zur Drehstromtechnik nur zwei Leiter pro Stromkreis benötigt. Erfolgt die Rückleitung über den Erdboden, ist sogar nur ein Leiter pro Stromkreis ausreichend (s. u.).

In Europa wurden HGÜ-Verbindungen bislang nur als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in Form von Seekabelverbindungen errichtet, die meist als klassische HGÜ ausgeführt wurden (siehe **Tabelle 1.5**). Die höchste Übertragungsleistung liegt hier bei ca. 700 MW bei einer Gleichspannung von  $\pm 450$  kV. Weltweit existieren aber auch zahlreiche HGÜ-Leitungen an Land, wobei zum Teil auch sehr große Spannungen und Übertragungsleistungen erreicht wurden. Die bisher leistungsstärkste HGÜ weltweit wurde in China als klassische LCC-HGÜ in Freileitungsbauweise mit einer Betriebsspannung von  $\pm 800$  kV errichtet und besitzt eine maximale Übertragungsleistung von etwa 6400 MW. Ein Größenvergleich zwischen einem Drehstrom- und einem HGÜ-Freileitungsmast kann **Abbildung 1.26** entnommen werden.

**Tabelle 1.5** Ausgewählte HGÜ-Verbindungen in Europa

	Inbetriebnahme	Länge	Typ	Spannung	Leistung
NorNed-Kabel	2008	580 km	LCC, Massekabel	$\pm 450$ kV DC	700 MW
Baltic-Cable	1994	250 km	LCC, Massekabel	$\pm 450$ kV DC	600 MW
SwePol	2000	245 km	LCC, Massekabel	$\pm 450$ kV DC	600 MW
Kontek	1996	170 km	LCC, Massekabel	$\pm 400$ kV DC	600 MW
BorWin Alpha	2009	200 km	VSC, VPE-Kabel	$\pm 150$ kV DC	400 MW
INELFE	2014	63 km	VSC, VPE-Kabel	$\pm 320$ kV DC	2000 MW



**Abbildung 1.26:** Größenvergleich 380-kV-Drehstrom-Freileitung mit 500-kV-HGÜ-Freileitung (jeweils zwei Systeme)

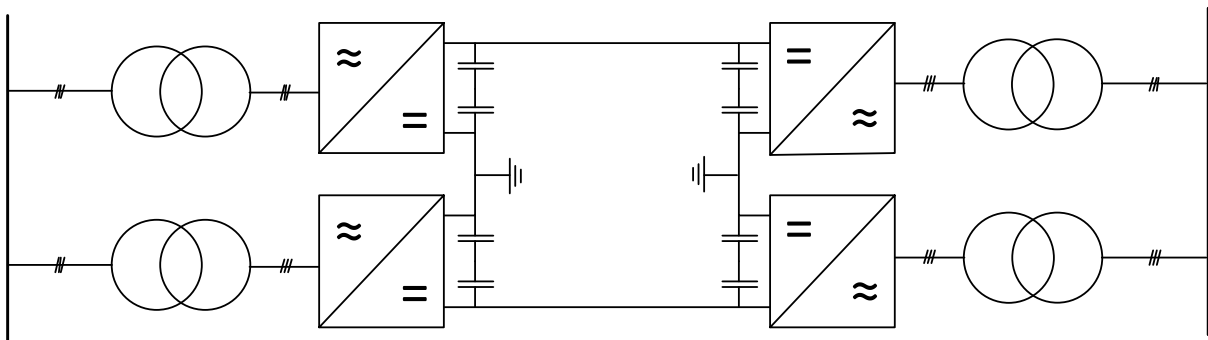
Gleichstrom bietet einige technische Vorteile gegenüber der heute üblichen Drehstromtechnik. Hierzu zählt vor allem, dass die Leitungsinduktivitäten und –kapazitäten unwirksam sind, wodurch die hiermit verbundenen Effekte wie der induktive Längsspannungsabfall und der Ferranti-Effekt nicht auftreten. Weil damit auch keine kapazitiven Ladeströme fließen (außer beim Einschalten der Kabelverbindung), wird die maximale Länge der Leitung nur durch den ohmschen Spannungsabfall begrenzt. Dieser ist zudem geringer als bei Drehstrom, da bei der HGÜ keine Stromverdrängungseffekte auftreten und der gesamte Querschnitt der Leitung ausgenutzt wird. Die HGÜ kann daher in Abhängigkeit von der gewählten Betriebsspannung auch für sehr große Entfernungen von 1000 km und mehr eingesetzt werden. Zudem sind die Stromwärmeverluste der Leitung geringer als bei Drehstrom.

Zur Kupplung mit dem Drehstromnetz ist an jedem Ende der HGÜ die Errichtung einer Konverterstation notwendig. Diese enthalten Stromrichter, Stromrichtertransformatoren, Steuerungsanlagen sowie Oberschwingungsfilter und evtl. notwendige Blindleistungskompensationsanlagen. Die Stromrichter können sowohl als Gleich- als auch als Wechselrichter arbeiten, so dass eine Leistungsübertragung in beide Richtungen möglich ist.

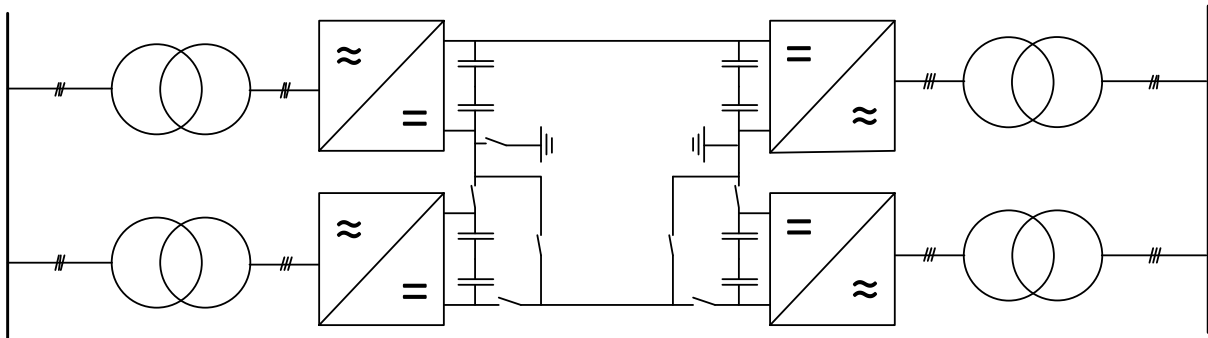
Grundsätzlich lassen sich HGÜ-Verbindungen als monopolare oder als bipolare Systeme aufbauen. Bei monopolaren Systemen wird nur der Hinleiter als Kabel oder Freileitung ausgeführt, die Rückleitung erfolgt über das Erdreich. Hierdurch lassen sich zwar Investitionskosten bei der Übertragungsleitung einsparen, diese Variante wird jedoch heute aufgrund verschiedener Nebeneffekte wie z. B. der korrosiven Beeinflussung von Stahlbauwerken nicht mehr eingesetzt. Bei HGÜ-Neubauten werden nur noch bipolare Systeme (siehe **Abbildung 1.27**) eingesetzt, bei denen im Gegensatz zum monopolaren System sowohl der Hin- als auch der Rückleiter als Kabel oder Freileitung ausgeführt werden.

Eine bipolare HGÜ bietet außerdem den Vorteil, dass die Anlage beim Ausfall eines Teil-Konverters im monopolaren Betrieb weiterbetrieben werden kann. Die HGÜ wird hierbei mit halber Spannung betrieben und kann damit noch maximal die halbe Bemessungsleistung übertragen. Um auch in diesem Fall einen Rückstrom über den Erdboden zu vermeiden, wird die bipolare HGÜ auf der Gleichspannungsseite mit zusätzlichen Schaltern ausgestattet (siehe **Abbildung 1.27**), mit denen sich eines der beiden Kabel zwischen die Mittelpunkte der beiden Konverterstationen schalten lässt (metallic-return-Betrieb), welches dann den Rückstrom übernimmt. Um den Weiterbetrieb der HGÜ auch für den Fall eines möglichen Kabelfehlers sicherzustellen, können die Mittelpunkte der Stromrichter optional auch über eine zusätzliche dritte Leitung verbunden werden, welche dann als Neutralleiter oder auch metallic return bezeichnet wird (siehe **Abbildung 1.27**). Dieser führt im symmetrischen Betrieb keinen Strom, bietet aber die Möglichkeit, dass die HGÜ auch beim Ausfall eines Gleichstrom-Kabels im mono-

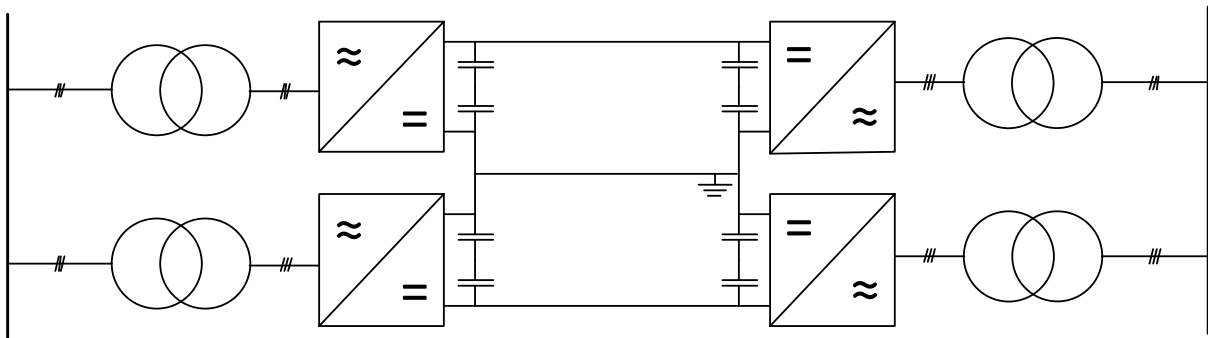
polaren Betrieb weiterbetrieben werden kann. Da der metallic return nicht auf dem Potential der Gleichstrom-Kabel liegt, kann hierfür auch ein kostengünstiges Mittelspannungs-Kabel eingesetzt werden. Diese Maßnahme führt zu einer erhöhten Zuverlässigkeit und bietet zusätzlich auch die Möglichkeit, die Übertragungsleistung über die beiden Pole unabhängig voneinander zu regeln, wobei dann allerdings ein Stromfluss über den Neutralleiter hervorgerufen wird. Hierdurch sind zukünftig auch Anordnungen denkbar, bei denen die beiden Teilkonverter einer HGÜ-Konverterstation (vgl. **Abbildung 1.27**) an jeweils unterschiedliche Stromkreise bzw. Sammelschienen angeschlossen werden, ohne auf deren üblicherweise angestrebten unabhängigen Betrieb verzichten zu müssen.



a) Bipolare VSC-HGÜ



b) Bipolare VSC-HGÜ, schaltbarer metallic return



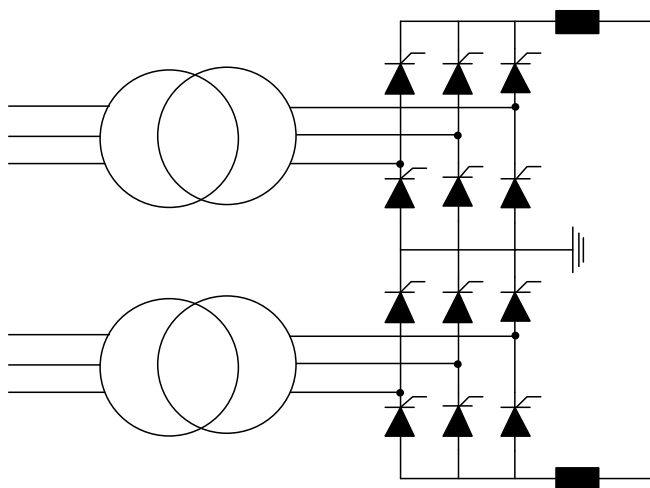
c) Bipolare VSC-HGÜ, ständiger metallic return

**Abbildung 1.27** Prinzipielle Konfigurationen einer bipolaren VSC-HGÜ

### 1.6.1 Netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ)

HGÜ-Systeme mit Thyristor-Stromrichtern (Konvertern) und Gleichstromzwischenkreis werden als klassische oder netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ) bezeichnet. Thyristoren sind Halbleiterschalter, die sich zwar einschalten lassen, jedoch erst bei Umkehrung der Stromrichtung, also im Nulldurchgang des Stromes, wieder in den Sperrzustand übergehen.

Die Thyristoren werden üblicherweise in einer zwölfpulsigen Drehstrombrückenschaltung (siehe **Abbildung 1.28**) angeordnet, um eine möglichst geringe Restwelligkeit der Gleichspannung und einen möglichst geringen Oberschwingungsanteil auf der Wechselrichterseite zu erreichen. Außerdem bietet diese Schaltung eine hohe Ausfallsicherheit, da es durch die Aufteilung der Konverterstation in zwei Teilkonverter möglich wird, die Anlage auch beim Ausfall eines Poles (z. B. durch Ausfall eines Transformators oder einer Leitung) mit halber Spannung und Leistung weiter zu betreiben.



**Abbildung 1.28** Prinzipskizze eines Umrichters einer netzgeführten LCC-HGÜ in 12-Puls-Brückenschaltung

Da die maximale Sperrspannung eines einzelnen Leistungsthyristors nur einige kV beträgt, werden zur Erreichung einer höheren Gleichspannung alle zwölf Ventile des Stromrichters jeweils aus mehreren Dutzend in Reihe geschalteten Thyristoren aufgebaut. Diese Ventiltürme müssen gegen Erde isoliert aufgestellt werden und werden daher zumeist mit ausreichend stabilen Isolatorketten an der Decke der Umrichterstation aufgehängt (siehe **Abbildung 1.29**).



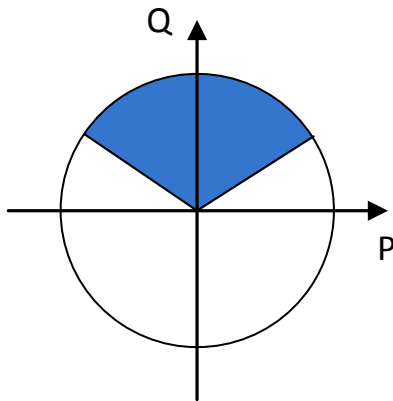


**Abbildung 1.29** Stromrichterventiltürme einer Konverterstation [29]

Die Ansteuerung der Thyristoren erfolgt meist durch elektronische Zündeinrichtungen, die über Glasfaserleitungen angesteuert werden. Daneben finden aber auch direkt lichtgezündete Thyristoren Anwendung.

Die in den Thyristoren entstehende Abwärme muss über eine aktive Kühleinrichtung abgeführt werden. Hierzu werden die Thyristoren in der Regel über Kühlkörper mit Wasser gekühlt.

Durch die netzgeführte Ansteuerung der Thyristoren ist bei der klassischen HGÜ keine unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung möglich (siehe auch **Abbildung 1.30**). Stattdessen benötigen die Thyristor-Umrichter Blindleistung in der Größenordnung von etwa 50-60 % der Bemessungsleistung. Diese muss entweder aus dem Netz oder ganz oder teilweise über Kompensationsanlagen (z. B. Kondensatorbänke) zur Verfügung gestellt werden, was einen größeren Platzbedarf für die Konverterstation erfordert. Alternativ könnten auch Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb die erforderliche Blindleistung bereitstellen.

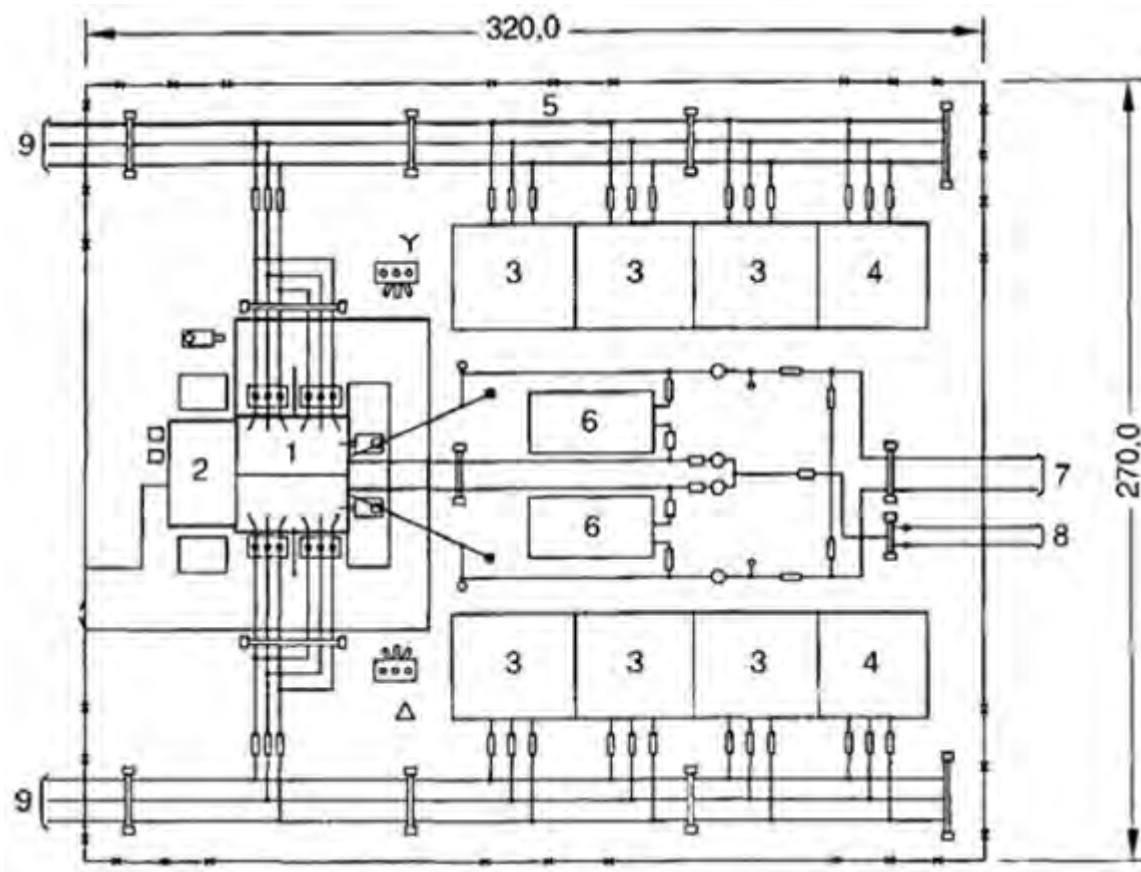


**Abbildung 1.30** Idealisierter Arbeitsbereich der klassischen HGÜ

Da durch die Stromrichter Stromüberschwingungen erzeugt werden, sind Netzfilter (siehe **Abbildung 1.31**) zu errichten, die die Oberschwingungen herausfiltern und somit vom Netz fernhalten. Diese haben einen erheblichen Platzbedarf, welcher den der eigentlichen Ventilhalle deutlich übersteigt. Bei 12-pulsigen Stromrichtern werden meist Serien-Resonanz-Kreise für die Oberschwingungen 11. und 13. Ordnung sowie ein breitbandiger Hochpassfilter für die Oberschwingungen höherer Ordnung eingesetzt. Der Aufbau und der gesamte Platzbedarf einer Konverterstation inklusive aller Nebenanlagen ist in **Abbildung 1.32** dargestellt.



**Abbildung 1.31** Netzfilter einer klassischen HGÜ [21]



**Abbildung 1.32** Platzbedarf einer klassischen 1000 MW HGÜ-Anlage für eine Nennspannung von  $\pm 400$  kV: 1 Ventilhalle, 2 Kontrollgebäude, 3 Drehstromfilterkreise, 4 Kondensatorbank, 5 Drehstromschaltanlage, 6 GleichspannungsfILTER, 7 Gleichstromleitung  $\pm 400$  kV, 8 Elektrodenleiter, 9 Drehstromeinspeisung 345 kV (Quelle: ABB)

Um Kommutierungsfehler zu vermeiden, kann die klassische HGÜ nicht unterhalb einer Minimalleistung von typischerweise 5-10 % der Bemessungsleistung betrieben werden. Außerdem wird für den Betrieb einer klassischen HGÜ eine stabile Netzspannung benötigt, was ein starkes Netz mit einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung erforderlich macht. Aus diesem Grund kann eine klassische HGÜ auch kein passives Netz versorgen oder zum Netzwiederaufbau aus dem spannungslosen Zustand heraus beitragen. Diese fehlende Schwarzstartfähigkeit macht sie z. B. für den Anschluss von Offshore-Windenergieparks ungeeignet.

Die Umkehrung des Leistungsflusses erfolgt bei der klassischen HGÜ durch die Umkehrung der Gleichspannung. Dies führt dazu, dass VPE-Kabel nicht verwendet werden können. Aufgrund verbleibender Raumladungen in der Isolierung kann es hier bei der Spannungsumkehr zu hohen Überspannungen kommen, die eine Beschädigung des Kabels zur Folge hätten. Eine klassische HGÜ ist daher nur mit Freileitungen, Masse- oder Öl-Kabeln einsetzbar. Die Kabel sind heute für Spannungen bis zu  $\pm 500$  kV und Übertragungsleistungen bis zu etwa 1700 MW erhältlich [30]. Weiterhin macht die Spannungsumkehr im Zwischenkreis auch

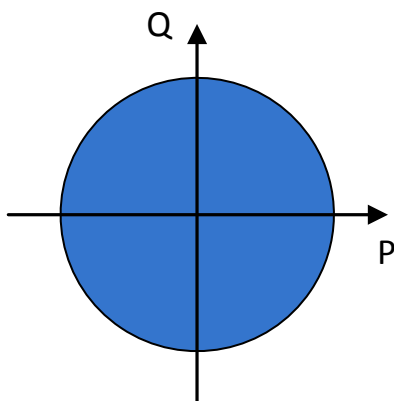
die Ausführung einer klassischen HGÜ mit mehreren Abzweigen (sogenannter Multi-Terminal-Betrieb) sehr komplex. In der Praxis ist der Multi-Terminal-Betrieb daher nur mit maximal drei Terminals sinnvoll. Bisher wurde weltweit erst eine Verbindung zwischen Kanada (Quebec) und den USA (New England) als Multi-Terminal-Anlage mit drei Terminals ausgeführt [31]. Die klassische HGÜ wird aus diesem Grund typischerweise als Punkt-zu-Punkt Verbindungen eingesetzt.

### 1.6.2 Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ)

Ein HGÜ-System mit IGBT-Stromrichtern und Gleichspannungszwischenkreis wird als selbstgeführte oder auch VSC-HGÜ bezeichnet. Bekannte Markennamen der Hersteller sind HGÜ-light (ABB) oder HGÜ-plus (Siemens).

IGBTs können im Gegensatz zu Thyristoren in jeder Netzperiode mehrmals ein- und wieder ausgeschaltet werden. Beide Konverterstationen können sowohl als Wechsel- als auch als Gleichrichter betrieben werden. Dabei können Wirk- und Blindleistung jeweils getrennt voneinander geregelt werden. Dies kann man auch dem idealisierten Arbeitsdiagramm in **Abbildung 1.34** entnehmen, wobei in der Praxis weitere Begrenzungen, insbesondere für die Bereitstellung von Blindleistung, auftreten. Diese resultieren im Wesentlichen aus der Begrenzung der zulässigen Zwischenkreisspannung. Da die mögliche Blindleistungsbereitstellung des VSC-Konverters von der Differenz zwischen der Zwischenkreisspannung und der Netzspannung abhängt, kann bei hoher Netzspannung nur wenig Blindleistung an das Netz abgegeben werden, was dann aber auch nicht erforderlich ist.

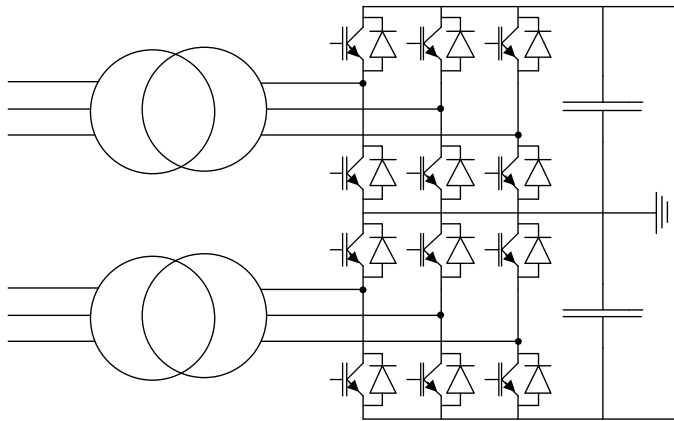
Aufgrund der Möglichkeit die Blindleistung zu stellen und insbesondere Blindleistung bereitstellen zu können, wird es möglich, auch schwache Netze (z. B. bei der Anbindung von Offshore-Windparks) miteinander zu verbinden sowie im Netz eine spannungsstützende Funktion zu übernehmen. Außerdem ist die selbstgeführte HGÜ schwarzstartfähig, also selbst in der Lage beim Netzaufbau aus dem spannungslosen Zustand heraus mitzuwirken.



**Abbildung 1.33** Idealisierter Arbeitsbereich eines VSC-Umrichters



VSC-Umrichter werden wie die Stromrichter der klassischen HGÜ in Form einer Zwölf-Puls-Brückenschaltung aufgebaut (siehe auch **Abbildung 1.34**). Der Zwischenkreis wird jedoch als sogenannter Gleichspannungszwischenkreis ausgeführt. Hierbei übernehmen Kondensatoren, die gleichzeitig auch als Energiespeicher dienen, die Glättung der vom Gleichrichter erzeugten Gleichspannung.



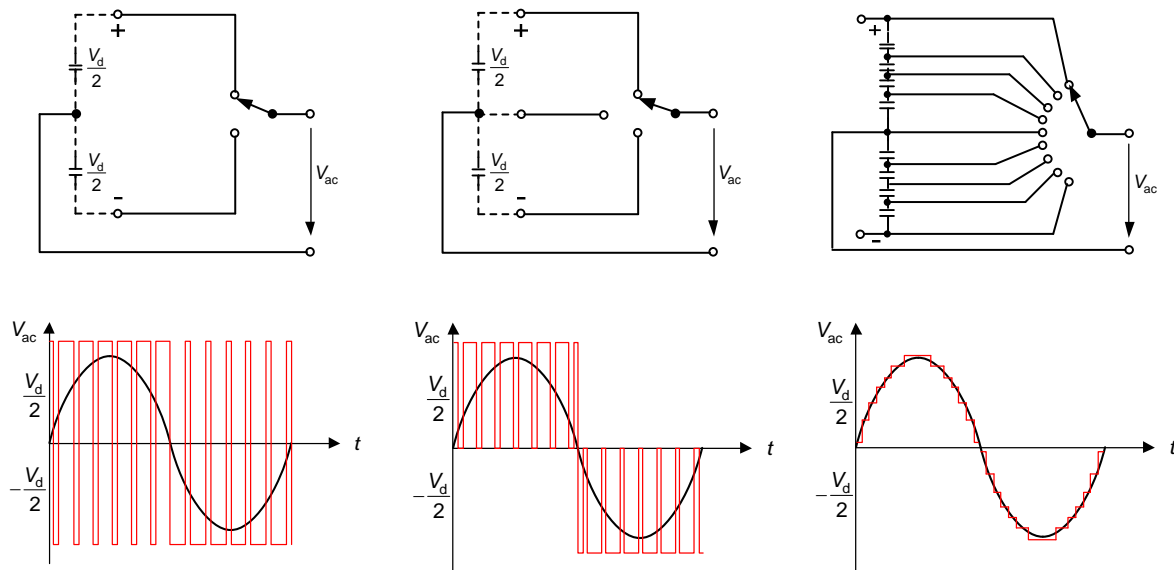
**Abbildung 1.34** Prinzipskizze eines IGBT-Umrichters in 12-Puls-Brückenschaltung

Der Wechselrichter formt die Gleichspannung des Zwischenkreises wieder in eine Wechselspannung um, wobei Betrag und Phase über die Regelung des Pulsmusters (Pulsweitenmodellierung) vorgegeben werden können. Je nach Art der erzeugten Ausgangsspannung werden die VSC-Umrichter heute üblicherweise in drei Kategorien eingeteilt (siehe auch **Abbildung 1.35**):

- Zwei-Level-Umrichter
- Drei-Level-Umrichter
- Multi-Level-Umrichter

Zwei-Level-Umrichter sind nur in der Lage zwischen der positiven und negativen Gleichspannung hin und her zu schalten, bei Drei-Level-Umrichtern kann zusätzlich auch auf das Erdpotential geschaltet werden. Die resultierende Ausgangsspannung beider Umrichtertypen weicht daher sehr stark von der Sinusform ab, wobei sich der Drei-Level-Umrichter etwas günstiger verhält. Als Folge müssen Filteranlagen eingesetzt werden, um die resultierenden Oberschwingungen zu unterdrücken, wobei der Filterbedarf durch die bessere Abbildung der sinusförmigen Ausgangsspannung insgesamt deutlich niedriger ist als bei der klassischen LCC-HGÜ. Um eine wesentlich bessere Anpassung der Ausgangsspannung an die Sinusform und so eine weitere erhebliche Senkung des Filterbedarfes zu erreichen, wurden die sogenannten Multi-Level-Umrichter entwickelt. Bei diesem Umrichtertyp kann die Ausgangsspannung durch eine entsprechende Schaltung der IGBT viele unterschiedliche Spannungsniveaus annehmen, wodurch durch eine gute Anpassung an die ideale Sinusform und damit eine sehr gute Netzverträglichkeit erreicht

werden kann. Diese Technologie ist heute als Stand der Technik für VSC-Konverter anzusehen.

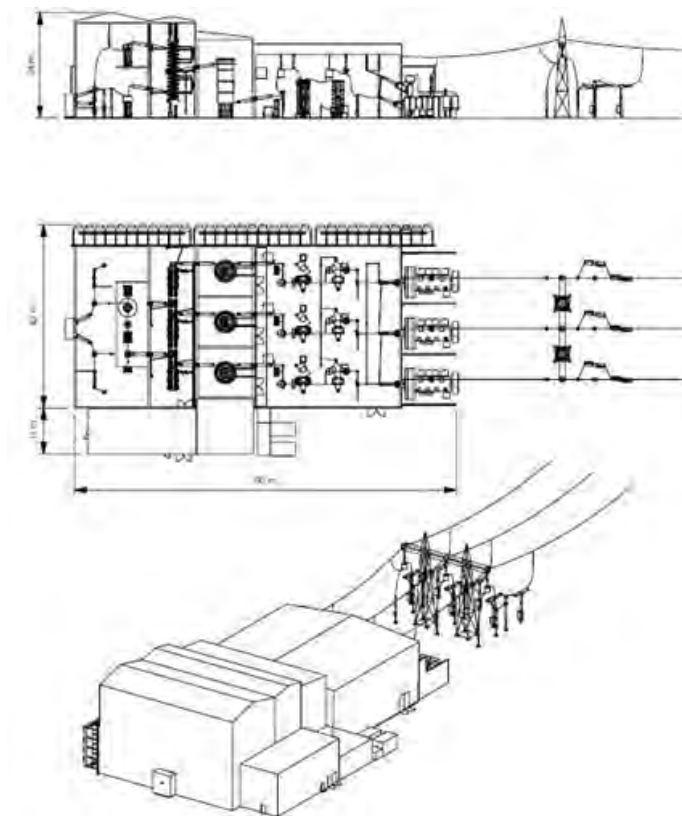


**Abbildung 1.35** Prinzipskizzen und Ausgangsspannungen von:

- a) Zwei-Level-Konverter
- b) Drei-Level-Konverter
- c) Multi-Level-Konverter

VSC-Konverterstationen besitzen bei gleicher Leistung einen geringeren Platzbedarf als die Konverterstationen der klassischen HGÜ (siehe auch **Abbildung 1.36**). Dies resultiert zum einen daraus, dass durch die mögliche Blindleistungsregelung auf die Errichtung von Kompensationseinrichtungen verzichtet werden kann, und zum anderen auch Filteranlagen bei weitem nicht in dem Umfang wie bei der klassischen netzgeführten HGÜ eingesetzt werden müssen. Bei Multi-Level-Konvertern kann der Einsatz von Filteranlagen gegebenenfalls sogar entfallen.





**Abbildung 1.36** Typischer Aufbau einer VSC-Konverterstation für 1000 MW [32]

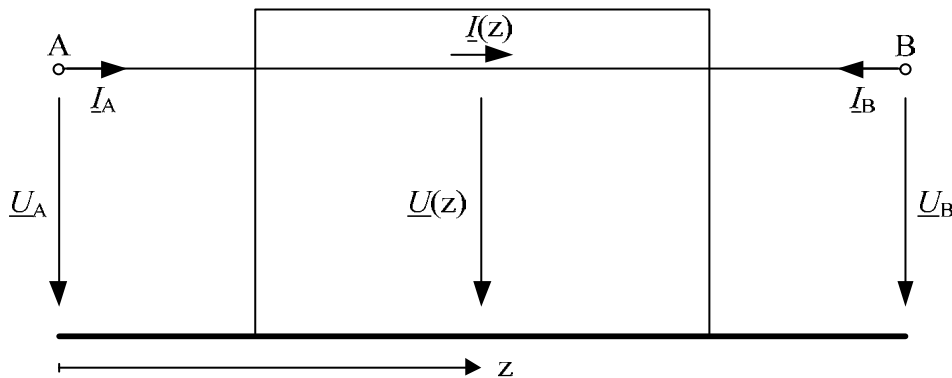
Im Gegensatz zur klassischen HGÜ kann die Übertragungsleistung der VSC-HGÜ jeden Wert unterhalb ihrer Bemessungsleistung annehmen ohne dass Probleme mit einem Lückbetrieb auftreten. Eine minimale Übertragungsleistung muss daher nicht eingehalten werden, so dass die VSC-HGÜ auch im reinen Blindleistungsbetrieb eingesetzt werden kann. Die Umkehr des Leistungsflusses erfolgt, indem die Richtung des Stromes geändert wird. Hierdurch wird es möglich, neben Massekabeln und Freileitungen, auch die umweltfreundlicheren VPE-Kabel einzusetzen. Diese sind zurzeit für Spannungen bis  $\pm 320$  kV verfügbar, womit dann Übertragungsleistungen der VSC-HGÜ bis etwa 1.100 MW möglich sind.

Durch den Einsatz eines Gleichspannungszwischenkreises kann ein vermaschtes Netz (Multiterminalbetrieb) mit der VSC-HGÜ prinzipiell leichter als bei der klassischen HGÜ realisiert werden. Hierbei bestehen dann auch keine technischen Beschränkungen für die Anzahl der möglichen Terminals. Bevor eine solche Technologie jedoch eingesetzt werden kann, sind noch weitere technische Fortschritte zur Entwicklung von geeigneten Schutz- und Regelungskonzepten und vor allem geeigneten Gleichstrom-Leistungsschaltern (siehe Abschnitt 4.1) notwendig.

## 2 Energieübertragung mit Drehstrom

### 2.1 Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild

Das Übertragungsverhalten einer Leitung wird allgemein durch die sogenannten Wellengleichungen beschrieben. In Abhängigkeit vom Strom  $\underline{I}_A$  und der Spannung  $\underline{U}_A$  am Anfang der Leitung können hiermit Spannung und Strom an jedem Ort  $z$  der Leitung berechnet werden (siehe auch **Abbildung 2.1**).



**Abbildung 2.1** Allgemeines Ersatzschaltbild der Drehstromleitung

In den Gln. (2.1) und (2.2) sind die Leitungsgleichungen angegeben. Zweckmäßig ist es, mit Hilfe dieser Gleichungen die Zusammenhänge am Anfang und am Ende einer Leitung der Länge  $l$  zu bestimmen. Dies führt auf eine Kopplung, die elektrisch durch einen Ersatz-Vierpol mit Eingangs- und Ausgangsgrößen symbolisiert werden kann.

$$\underline{U}(z) = \underline{U}_A \cosh(\underline{\gamma} z) - \underline{Z}_w \underline{I}_A \sinh(\underline{\gamma} z) \quad (2.1)$$

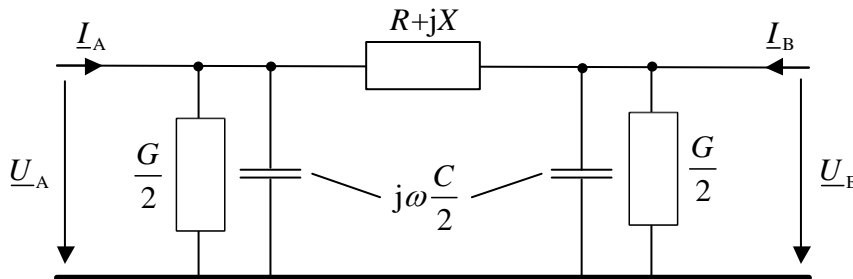
$$\underline{I}(z) = \underline{I}_A \cosh(\underline{\gamma} z) - \frac{\underline{U}_A}{\underline{Z}_w} \sinh(\underline{\gamma} z) \quad (2.2)$$

Hierbei wurden die Ausbreitungskonstante  $\underline{\gamma}$  und die komplexe Wellenimpedanz  $\underline{Z}_w$  eingeführt. Diese können mit Hilfe der sogenannten Leitungsparameter berechnet werden, welche in der Regel auf die Länge bezogen und als gestrichene Größen gekennzeichnet sind. Mit dem ohmschen Widerstandsbelag  $R'$ , dem Induktivitätsbelag  $L'$ , dem Ableitwertbelag  $G'$  und dem Kapazitätsbelag  $C'$  ergeben sich die Ausbreitungskonstante und die Wellenimpedanz gemäß der Gln. (2.3) und (2.4). Hierbei können in der Höchstspannungsebene der ohmsche Widerstandsbelag  $R'$  und der Ableitwertbelag  $G'$  gegenüber dem Produkt aus Kreisfrequenz und Induktivitätsbelag  $L'$  bzw. Kapazitätsbelag  $C'$  vernachlässigt werden.

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \approx j\omega \sqrt{L' C'} \quad (2.3)$$

$$\underline{Z}_w = \frac{R' + j\omega L'}{\underline{\gamma}} = \sqrt{\frac{(R' + j\omega L')}{(G' + j\omega C')}} \approx \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (2.4)$$

Für eine elektrisch kurze Leitung mit  $\underline{\gamma}l \ll 1$  ergibt sich z. B. das sogenannte  $\pi$ -Ersatzschaltbild mit konzentrierten Parametern (**Abbildung 2.2**), dass im Allgemeinen zur Beschreibung einer Drehstrom-Leitung genutzt wird. Für elektrisch lange Leitungen ist diese Beschreibung jedoch nicht zulässig, hier müssen dann die vollständigen Leitungsgleichungen herangezogen werden.



**Abbildung 2.2**  $\pi$ -Ersatzschaltbild einer Drehstrom-Übertragungsleitung mit konzentrierten Parametern

## 2.2 Betriebskonstanten

Die Eigenschaften einer Drehstromübertragung hängen stark von den Leitungsparametern des gewählten Übertragungssystems ab. Diese werden maßgeblich durch den geometrischen Aufbau des Übertragungssystems (z. B. Leiterquerschnitt und Leiterabstände) und die physikalischen Eigenschaften des Leiterwerkstoffes und des Isoliersystems bestimmt.

Der ohmsche Widerstandsbelag  $R'$  bestimmt sich durch den Leiterquerschnitt und den temperaturabhängigen spezifischen Widerstand des gewählten Leitermaterials. Bei Wechselspannung tritt außerdem die sogenannte Stromverdrängung auf, die zu einer Reduzierung des wirksamen Leiterquerschnitts führt. Stromverdrängung wird zum einen durch das Magnetfeld im eigenen Leiter (Skineneffekt) und zum anderen durch das der anderen Leiter (Proximityeffekt) verursacht. Da beide Effekte bei Gleichspannung nicht auftreten, unterscheidet man den Gleichstrom- $R'_\underline{\hspace{0.1em}}$  und den erhöhten Wechselstromwiderstand  $R'_\approx$ . Für die Berechnung von Verlusten ist bei Drehstrom-Übertragungssystemen stets der höhere Wechselstromwiderstand anzusetzen. Beim Kabel treten zusätzlich zu den Stromwärmeverlusten im Leiter auch Schirm- und Bewehrungsverluste auf. Diese Effekte werden durch eine Widerstandserhöhung  $\Delta R'$  gegenüber dem Gleichstromwiderstand  $R'_\underline{\hspace{0.1em}}$  berücksichtigt:

$$R'_\approx = R'_\underline{\hspace{0.1em}} + \Delta R' \quad (2.5)$$

mit:

$$R'_{\vartheta} = R'_{20} [1 + \alpha_{20} (\vartheta - 20^{\circ}\text{C})] \quad (2.6)$$

und:

$$\Delta R' = R'_{20} [1 + \alpha_{20} (\vartheta - 20^{\circ}\text{C})] [y_s + y_p + (1 + y_s + y_p)(\lambda_1 + \lambda_2)] \quad (2.7)$$

Hierbei repräsentieren  $y_s$  und  $y_p$  den Skin- und Proximityeffekt und  $\lambda_1$  und  $\lambda_2$  die Verluste im Schirm und in der Bewehrung. Sie sind daher sowohl vom verwendeten Kabeltyp, als auch von der gegenseitigen Anordnung der Kabel untereinander und zu anderen Anlagen (z. B. parallele Rohre, etc.) abhängig [19]. Die Temperaturabhängigkeit wird durch den ersten Klammerausdruck berücksichtigt, wobei für Kupfer mit  $\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} / \text{K}$  und für Aluminium mit  $\alpha_{20} = 4,03 \cdot 10^{-3} / \text{K}$  gerechnet werden kann. Üblicherweise wird die temperaturabhängige Widerstandserhöhung für eine durchschnittliche Leitertemperatur von  $40^{\circ}\text{C}$  berechnet.

Da reale Isolierungen keinen unendlich hohen Widerstand besitzen, fließen Leckströme zwischen den Leitern untereinander und zur Erde. Bei Freileitungen treten zudem sogenannte Koronaverluste auf, welche entstehen, wenn es in Folge von Feldstärkeüberhöhungen zu Teilentladungen an der Leiteroberfläche kommt. Diese beiden Effekte und die damit verbundenen Verluste im Isoliersystem (Dielektrikum) werden durch den sogenannten Ableitwertbelag  $G'$  erfasst. Dieser ist spannungs- und bei Freileitungen auch stark witterungsabhängig, da Umwelteinflüsse wie z. B. Regen oder Eisbildung einen starken Einfluss auf das Auftreten von Koronaentladungen und die entlang der Isolatorketten auftretenden Kriechströme haben. Bei Kabeln wird der Ableitwertbelag häufig auch durch den sogenannten Verlustfaktor  $\tan \delta$  angegeben:

$$G' = \omega C' \tan \delta \quad (2.8)$$

In der Hoch- und Höchstspannungsebene wird die Impedanz einer Leitung im Wesentlichen durch den Induktivitätsbelag  $L'$  und der Kapazitätsbelag  $C'$  bestimmt (siehe auch **Tabelle 2.1**). Beide sind stark abhängig von der geometrischen Anordnung der Leiter untereinander und zum Erdboden. Beim Kapazitätsbelag hat zusätzlich zur Geometrie die Dielektrizitätszahl  $\varepsilon$  des gewählten Isoliermediums eine entscheidende Bedeutung. Kabel haben bauartbedingt durch die geringen Abstände der Leiter untereinander und zum Erdboden und die höhere relative Dielektrizitätszahl ( $\varepsilon_{r, \text{VPE}} = 2,3$  im Vergleich zu  $\varepsilon_{r, \text{Luft}} = 1,0$ ) wesentlich höhere Kapazitätsbeläge als Freileitungen (Faktor  $\approx 17$ ). Diese besitzen wiederum aufgrund der größeren Abstände zwischen den Leitern und zur Erde einen größeren Induktivitätsbelag, was bei Belastung zu einem größeren Bedarf an induktiver Blindleistung und zu größeren Spannungsabfällen entlang der Leitung führt.

**Tabelle 2.1** Betriebskonstanten ausgewählter Drehstrom-Übertragungssysteme

$U_{nN} = 380 \text{ kV}$	<b>Freileitung 1</b>	<b>Freileitung 2</b>	<b>Kabel</b>
$A$ in $\text{mm}^2$	4x264/34	4x564/72	2500
Material	Al/St	Al/St	Cu
$R'$ in $\text{m}\Omega/\text{km}$	27,3	13,8	10,8
$L'$ in $\text{mH}/\text{km}$	0,81	0,80	0,60
$G'$ in $\text{nS}/\text{km}$	17	17	77,2
$I_{th}$ in $\text{A}^{5)}$	2720	4600	1898
$S_{th}$ in $\text{MVA}^{6)}$	1790	3000	1250
$Z_w$ in $\Omega$	239	237	49
$P_{nat}$ in MW	605	610	2922

## 2.3 Betriebsverhalten

### 2.3.1 Einfluss der Blindleistung und natürlicher Betrieb

Die von den Induktivitäten und Kapazitäten verursachten Leistungsanteile werden auch als Blindleistung bezeichnet. Sie verrichtet keine Arbeit, sondern dient lediglich dem Auf- und Abbau der magnetischen und elektrischen Felder. Blindleistung pendelt zwischen den Kapazitäten und Induktivitäten im Netz hin und her und belastet hierdurch neben der Übertragungsleitung selbst auch deren unmittelbare Netzumgebung, woraus auch entsprechende Verluste resultieren.

Alle Drehstrom-Übertragungsleitungen geben im Leerlauf aufgrund der Leitungskapazitäten Blindleistung an das Übertragungsnetz ab. Die Höhe dieser sogenannten Ladeleistung hängt von der Kreisfrequenz  $\omega$ , dem Kapazitätsbelag  $C'$ , der Leitungslänge  $l$  und dem Quadrat der Netzspannung ab, die mit dem Wert der Netznennspannung abgeschätzt werden kann  $U_n$ :

$$Q_c = \omega C' \cdot l \cdot U_n^2 \quad (2.9)$$

Mit der Ladeleistung verbunden ist ein kapazitiver Ladestrom, der sich dem Betriebsstrom überlagert und die Übertragungsleitung zusätzlich belastet:

$$I_c = \omega_0 C' l \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (2.10)$$

Insbesondere bei den Kabeln mit ihren großen Kapazitätsbelägen führt der Ladestrom dazu, dass sich die Leitung mit zunehmender Länge immer stärker selbst auslastet und die maximal übertragbare Leistung immer weiter absinkt. Wird die Ladeleistung dem Übertragungssystem nur von einer Seite aus zugeführt, wird dieses an seinem Anfang durch den vollen kapazitiven Strom belastet. Damit ergibt sich der über das Kabel übertragbare Strom näherungsweise zu:

<sup>5)</sup> Thermischer Grenzstrom bei Kabeln abhängig von Verlegung und Belastungsgrad.

<sup>6)</sup> Thermische Grenzleistung bei Kabeln abhängig von Verlegung und Belastungsgrad.

$$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - I_{\text{C}}^2} = \sqrt{I_{\text{th}}^2 - \left( \omega_0 C' l \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2} \quad (2.11)$$

Hierbei bezeichnet  $I_{\text{th}}$  den aus thermischen Gründen maximal zulässigen Leiterstrom. Aus Gln. (2.11) kann man erkennen, dass die übertragbare Leistung zum einen stark durch den Kapazitätsbelag  $C'$  beeinflusst wird und zum anderen durch das Produkt  $l \cdot U_n$  begrenzt wird. Hierbei macht sich besonders der hohe Kapazitätsbelag der Drehstrom-Kabel negativ bemerkbar, der schon für kurze Leitungslängen zu einer starken Einschränkung der maximal übertragbaren Leistung führt. Um die maximale Übertragungsleistung zu vergrößern, muss durch regelmäßige Kompensationsmaßnahmen dafür gesorgt werden, dass der kapazitive Strom dem Übertragungssystem an mehreren Stellen zufließt. Kann die Ladeleistung von beiden Enden gedeckt werden, beispielsweise durch die Aufstellung von Kompensationsspulen, so fließt dem Übertragungssystem von jedem Ende nur der halbe Ladestrom zu. Bei einer zusätzlichen Kompensation in der Mitte des Kabels verringert sich der kapazitive Strom am Anfang und Ende des Kabels sogar auf  $\frac{1}{4} I_{\text{C}}$ . **Tabelle 2.2** gibt einen Überblick über den maximal über ein Kabel übertragbaren Strom bei verschiedenen Kompensationsstrategien.

**Tabelle 2.2** Übertragbarer Strom mit Querkompensation

$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - I_{\text{C}}^2}$	einseitige Blindleistungsdeckung
$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - \frac{1}{4} I_{\text{C}}^2}$	beidseitige Blindleistungsdeckung
$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - \frac{1}{(2(n+1))^2} I_{\text{C}}^2}$	für $n$ Kompensationsstellen

Längere Kabelstrecken werden in mehrere Abschnitte unterteilt, an deren Kabelenden Drosselspulen zur Kompensation der Ladeleistung (sogenannte Kompensationsdrosselspulen) aufgestellt werden. Soll hierbei eine vollständige Kompensation erreicht werden, muss eine Gesamtpulenleistung installiert werden, die der Ladeleistung des Kabels entspricht. Die Kompensationsanlagen werden als eingezäunte Freiluftanlagen errichtet, wodurch neben den Spulen selbst noch weitere Nebenanlagen benötigt werden. Hierzu zählen neben den Kabelendverschlüssen auch die notwendigen Portale für die Zuführung zu den Anschlussklemmen der Spule, Überspannungsableiter sowie gegebenenfalls Leistungsschalter, Trenner sowie Strom- und Spannungswandler. In **Abbildung 2.3** ist eine Blindleistungskompensations-Drosselspule mit einer Leistung von 150 Mvar dargestellt. Kom-



pensionsdrosselspulen dieser Baugröße haben üblicherweise ein Gewicht von etwa 100 t und Abmessungen von etwa 9,0 x 6,0 x 9,2 m (L x B x H) [33]. Die Verluste belaufen sich typischerweise auf etwa 0,15 % der Bemessungsleistung.



**Abbildung 2.3** Blindleistungskompensations-Drosselspule 150 Mvar [4]

Ein weiterer Effekt des Ladestromes ergibt sich für Leitungen, die im Leerlauf, das heißt ohne Last, betrieben werden. In diesem Betriebszustand bewirkt der Ladestrom eine betriebsfrequente Spannungserhöhung am Ende der Leitung. Dieses Phänomen wird als Ferranti-Effekt bezeichnet und begrenzt ohne Kompensation des Ladestromes zusätzlich die maximale Länge der Leitung, da die zulässigen Spannungswerte am Ende der Leitung nicht überschritten werden dürfen.

Mit steigender Belastung der Drehstromleitung wird die kapazitive Ladeleistung mehr und mehr durch die Blindleistungsaufnahme der Leitungsinduktivität kompensiert. Die Übertragungsleistung, bei der der Blindleistungshaushalt der Leitung ausgeglichen ist, wird auch als natürliche Leistung und der Betriebszustand als natürlicher Betrieb bezeichnet. Hierbei sind der induktive und kapazitive Blindleistungsbedarf gleich groß, wodurch keine Blindleistung aus dem Netz zufließt oder an dieses abgegeben wird. Die Höhe der natürlichen Leistung bestimmt sich aus dem Quadrat der Netzennspannung und der Wellenimpedanz zu:

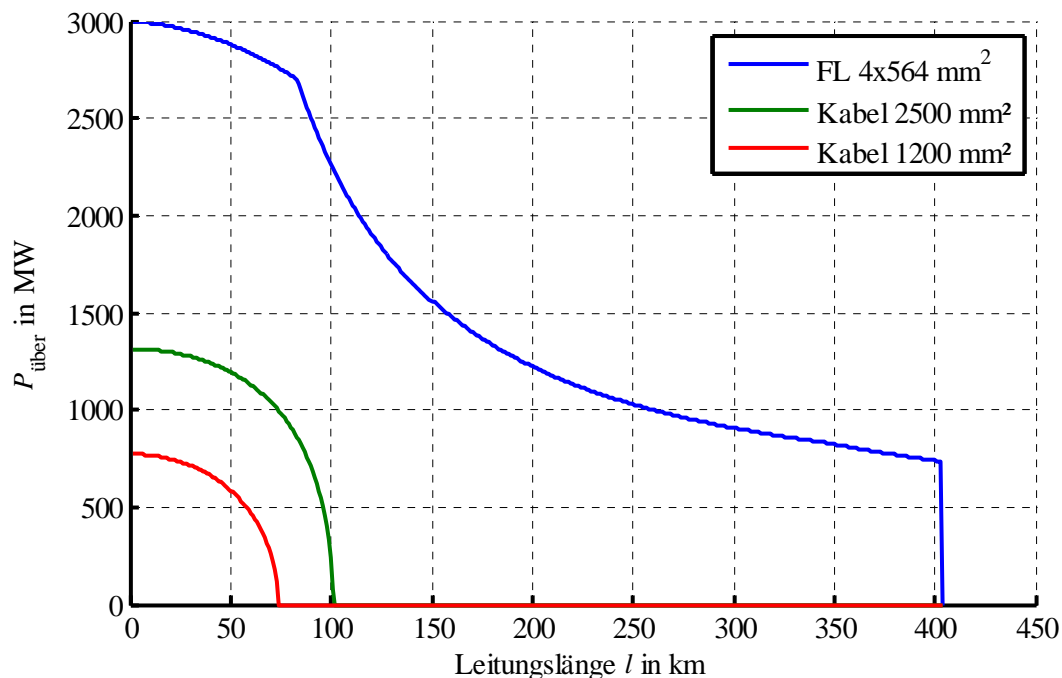
$$\underline{S}_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{\underline{Z}_w^*} \approx P_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{\sqrt{\frac{L'}{C'}}} \quad (2.12)$$

Wie man **Tabelle 2.1** entnehmen kann, ist die Wellenimpedanz bei der Freileitung erheblich größer als beim Kabel. Dies führt dazu, dass die natürliche Leistung von Kabeln ohne Kühlung weit oberhalb der thermisch zulässigen Leistung liegt. Sie können daher nur unternatürlich betrieben werden. Kabel geben daher in je-

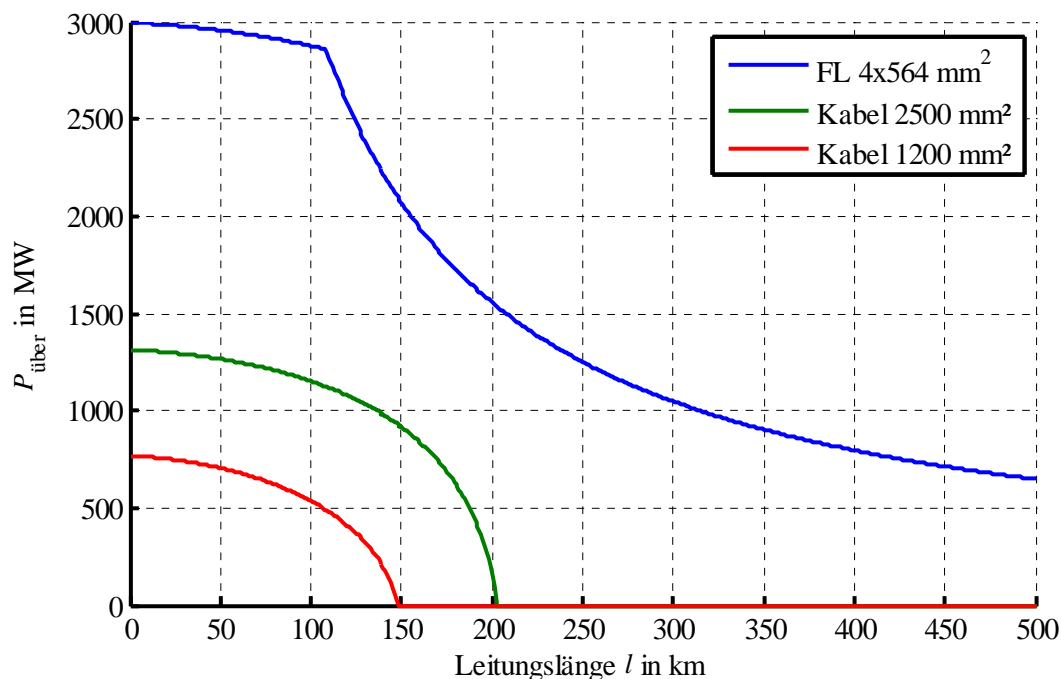
dem Betriebszustand Blindleistung an das Netz ab. Freileitungen können hingegen auch mit Übertragungsleistungen oberhalb der natürlichen Leistung betrieben werden, da diese bei etwa einem Drittel der thermisch zulässigen Leistung liegt. Hierbei wirkt die Freileitung dann induktiv und nimmt Blindleistung auf. Außerdem tritt mit steigender Übertragungsleistung durch die Leitungsreaktanz ein zusätzlicher Spannungsabfall, bzw. eine steigende Winkeldifferenz zwischen den Spannungswinkeln am Anfang und Ende der Leitung auf, was sich negativ auf die Stabilitätsverhältnisse im Netz auswirkt. Sehr lange und hochausgelastete Freileitungen müssen daher gegebenenfalls durch die Beschaltung mit Reihencondensatoren kompensiert werden, um diesen Effekt zu begrenzen und höhere Übertragungsleistungen zu ermöglichen.

### 2.3.2 Übertragbare Leistung

**Abbildung 2.4** und **Abbildung 2.5** zeigen das längenabhängige Übertragungsvermögen unterschiedlicher 380-kV-Übertragungssysteme unter Berücksichtigung von Ladestrom, thermisch zulässigem Strom, Spannungsabfall ( $\pm 10\%$ ), Spannungswinkeldifferenz ( $< 30^\circ$ ) und Ferranti-Effekt für eine Stichleitung mit abschließender Last und für eine Leitung im Verbundnetz, an deren Enden jeweils die Netznennspannung (380 kV) anliegt. Hierbei bleiben mögliche Maßnahmen zur Kompensation unberücksichtigt.



**Abbildung 2.4** Übertragungsleistung bei einer Stichleitung mit abschließender Last für unterschiedliche 380-kV-Übertragungssysteme



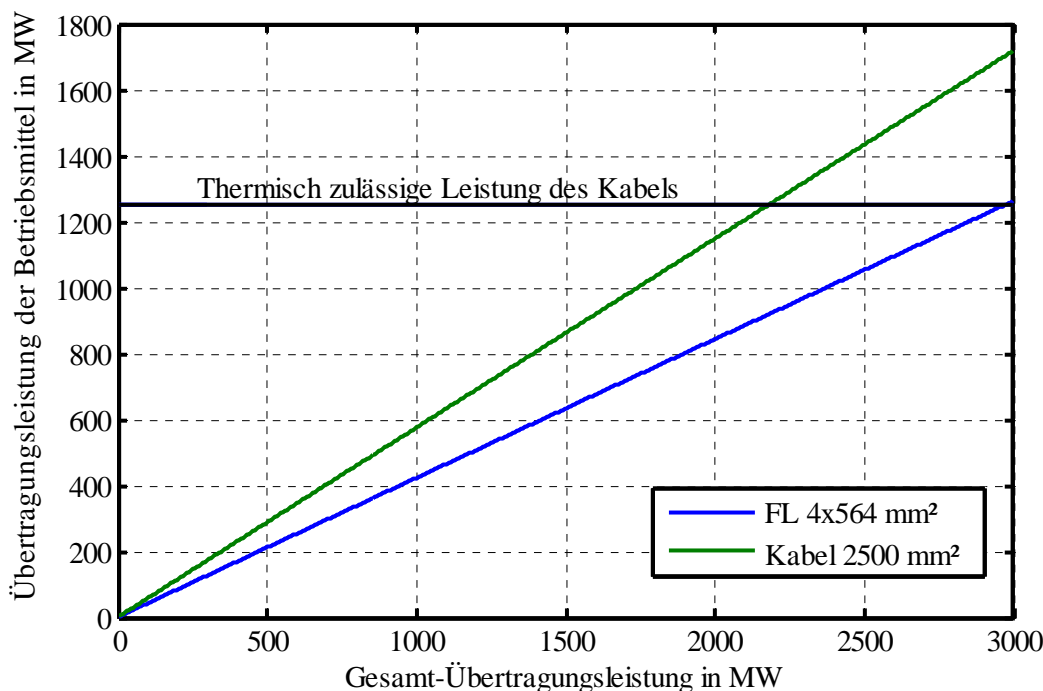
**Abbildung 2.5** Übertragungsleistung einer Verbindungsleitung im Verbundnetz (Nennspannung an Anfangs- und Endknoten) für unterschiedliche 380-kV-Übertragungssysteme

Es wird deutlich, dass die Übertragungsfähigkeit der Drehstrom-Kabel durch den Einfluss des Ladestromes schon für kurze Längen stark abnimmt. In Abhängigkeit von der erforderlichen Übertragungsleistung ist daher schon für geringe Übertragungsentfernungen von weniger 50 km eine Querkompensation der Ladeströme unvermeidbar. In der Praxis wird man die Ladeströme der Drehstrom-Kabel spätestens nach etwa 25-30 km kompensieren, um auch die notwendigen Spulenleistungen nicht zu groß werden zu lassen. Die Leistungsbegrenzung durch den kapazitiven Ladestrom tritt auch bei der Freileitung für kurze Leitungslängen auf, ist aber aufgrund der geringeren Kapazität erheblich geringer ausgeprägt. Einen wesentlich größeren Einfluss auf die Übertragungsfähigkeit der Freileitung besitzt ab einer Leitungslänge von etwa 80 km der maximal zulässige Spannungsabfall bzw. die maximal zulässige Differenz der Spannungswinkel. Um beides nicht zu groß werden zu lassen, muss die zulässige Übertragungsleistung bei langen Übertragungsleitungen begrenzt werden, wenn keine Maßnahmen zur Längskompensation getroffen werden.

### 2.3.3 Leistungsaufteilung

Beim Einsatz einer Übertragungsleitung im Drehstromnetz oder in Verbindung mit parallelen anderen Übertragungssystemen erfolgt die Leistungsaufteilung entsprechend der gegenseitigen Impedanzen. Bei einer Parallelschaltung unterschiedlicher Übertragungssysteme übernimmt immer die Leitung mit der geringsten Impedanz auch den größten Anteil am Betriebsstrom und erreicht hierdurch schneller seine thermisch zulässige Übertragungsleistung. Hinzu kommt, dass durch die

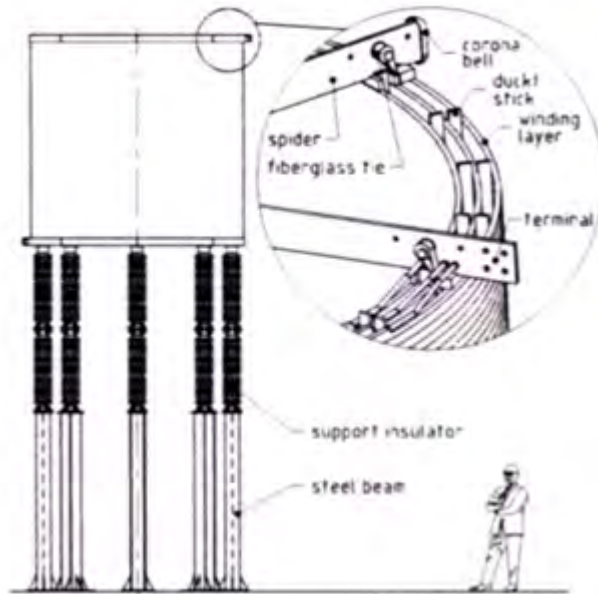
unterschiedlichen Impedanzen und Admittanzen der Betriebsmittel Kreisströme auf der Leitungstrecke fließen, die sich dem Betriebsstrom überlagern und hierdurch die übertragbare Leistung zusätzlich vermindern. Dies führt dazu, dass die übertragbare Leistung einer Parallelschaltung unterschiedlicher Übertragungssysteme immer niedriger ist, als die Summe der maximal zulässigen Einzelleistungen. In der 380-kV-Ebene wird die Impedanz im Wesentlichen durch die Reaktanz bestimmt, die bei Kabeln wesentlich kleiner ist, als bei Freileitungen. In **Abbildung 2.6** ist die Leistungsaufteilung auf die einzelnen Systeme bei einer Parallelschaltung von Freileitung und Kabel dargestellt (Leitungslänge 50 km). Es ist zu erkennen, dass das Kabel aufgrund seiner niedrigeren Impedanz einen größeren Anteil der Übertragungsleistung auf sich zieht, während die Freileitung trotz ihrer großen maximalen Übertragungskapazität deutlich geringer ausgelastet ist. Dies führt dazu, dass die maximal mögliche Übertragungsleistung der Parallelschaltung bei nur etwa 2150 MW liegt, da hier bereits die thermisch zulässige Übertragungsleistung des Kabels erreicht wird. Dies ist sogar weniger, als mit der Freileitung alleine übertragen werden könnte und entspricht in etwa der Hälfte der Summe der thermischen Grenzleistungen der beiden Betriebsmittel, die bei etwa 4250 MW liegt.



**Abbildung 2.6** Leistungsaufteilung bei Parallelschaltung von Kabel und Freileitung (380 kV)

Eine direkte Parallelschaltung von unterschiedlichen Leitungsarten ist aus den oben genannten Gründen nicht sinnvoll. Der Einsatz von Kabeln im freileitungsdominierten Übertragungsnetz kann außerdem zu einer starken Verschiebung des Leistungsflusses führen, was ggf. zu einer Erhöhung der Netzverluste und in ungünstigen Fällen auch zu einer Überlastung anderer Betriebsmittel führen kann. Bei einem Trassenaus- oder -neubau mit Kabeln muss daher stets mit Hilfe von

Leistungsflussuntersuchungen ermittelt werden, ob und in welchem Umfang Maßnahmen zur Impedanzanpassung notwendig werden können. Hierbei werden dann entweder sogenannte Anpassungsspulen oder leistungselektronische Bauelemente (FACTS – flexible AC transmission system) in Reihe zu dem betroffenen Kabel geschaltet. Die Impedanzanpassungsspulen werden als sogenannte Luftspulen ausgeführt und auf Isolationstischen aufgestellt, wie in **Abbildung 2.7** dargestellt.



**Abbildung 2.7** Längsdrosselspule zur Impedanzanpassung [4]

### 2.3.4 Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse

Die Höhe des bei einem Kurzschluss im Netz fließenden Kurzschlussstromes wird durch die sogenannte Netzzinnenimpedanz  $Z_K$  des Netzes bestimmt, welche häufig auch in Form der sogenannten Netzkurzschlussleistung ausgedrückt wird [9]:

$$S_K'' = \frac{cU_n^2}{Z_K} \quad (2.13)$$

Hierbei kann im Höchstspannungsnetz für die Bestimmung des maximal auftretenden Kurzschlussstromes  $c = 1,1$  angenommen werden [9]. Die Höhe der Kurzschlussleistung ist hierdurch abhängig von den vorliegenden Impedanzverhältnissen und daher im gesamten Netz unterschiedlich. Der maximale Betrag des Kurzschlussstromes an einem Netzknoten berechnet sich für eine gegebene Kurzschlussleistung zu:

$$I_K'' = \frac{S_K''}{\sqrt{3}U_n} \quad (2.14)$$

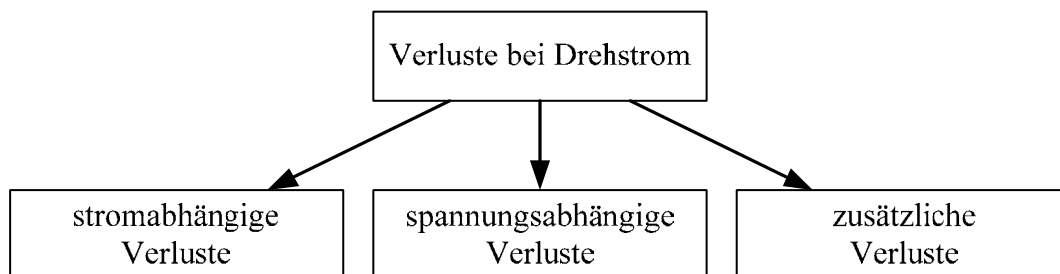


Der Bau neuer Leitung führt dazu, dass durch die weitere Vermaschung des Netzes die Netzzinnenimpedanz  $Z_K$  verkleinert wird, wobei die Auswirkungen mit steigender Entfernung zu den Anschlussknoten der Leitung kleiner werden. Die Folge ist eine Erhöhung der Kurzschlussleistung, welche wiederum zu größeren Kurzschlussströmen führt. Dieser Effekt ist beim Netzausbau mit Drehstrom-Kabeln aufgrund der erheblich niedrigeren Impedanz stärker ausgeprägt als beim Netzausbau mit Drehstrom-Freileitungen.

Die Erhöhung der Kurzschlussleistung hat zum einen die positive Folge, dass die Auswirkungen der kurzschlussbedingten Spannungsabsenkung im Netz näher auf die Kurzschlussstelle begrenzt werden, da der sich ausbildende Spannungstrichter kleiner wird. Zum anderen darf die Kurzschlussleistung im Netz aber auch nicht zu hoch werden, um die eingesetzten Betriebsmittel nicht in unzulässiger Weise zu belasten und um den Kurzschluss noch sicher mit den Leistungsschaltern abschalten zu können. In jedem Fall ist eine detaillierte Untersuchung der Kurzschlussstromverhältnisse im Netz erforderlich. Eine Absenkung der Kurzschlussleistung kann dann z. B. durch den Einsatz von Kurzschlussstrombegrenzungsspulen oder eine Sammelschientrennung erreicht werden.

## 2.4 Verluste

Um die Wirtschaftlichkeit einer Übertragungsleitung beurteilen zu können, müssen neben den reinen Investitionskosten auch die Kosten für die bei der Energieübertragung anfallenden Verluste betrachtet werden. Diese teilen sich bei der Drehstromübertragung in einen stromabhängigen und einen spannungsabhängigen Teil auf. Während der stromabhängige Verlustanteil abhängig von der aktuellen Übertragungsleistung auftritt, fallen die spannungsabhängigen Verluste ständig, also z. B. auch im Leerlauf, an. Hierzu können noch zusätzliche Verlustanteile kommen, z. B. durch gegebenenfalls notwendige Blindleistungskompensationsanlagen (siehe **Abbildung 2.8**).



**Abbildung 2.8** Verlustarten bei der Höchstspannungs-Drehstromübertragung

### 2.4.1 Stromabhängige Leitungsverluste

Zur prinzipiellen Erklärung sowie zur Abschätzung der Verluste kann das  $\pi$ -Ersatzschaltbild mit konzentrierten Parametern (**Abbildung 2.2**) herangezogen



werden. Hiermit ergeben sich die längenbezogenen Stromwärmeverluste am ohmschen Längswiderstand  $R'$  unter Vernachlässigung des kapazitiven Ladestromes näherungsweise aus der Übertragungsleistung  $S$  und der Netznennspannung  $U_n$  zu:

$$P'_{VI} = 3R'I^2 \approx 3R' \left( \frac{S}{\sqrt{3}U_n} \right)^2 = R' \frac{S^2}{U_n^2} \quad (2.15)$$

### 2.4.2 Spannungsabhängige Leitungsverluste

Zur Abschätzung der spannungsabhängigen Verluste wird davon ausgegangen, dass an den Leitungsenden im Mittel die Netznennspannung  $U_n$  anliegt. Damit ergeben sich diese zu:

$$P'_{VU} = G'U_n^2 \quad (2.16)$$

### 2.4.3 Ladestrom- und Kompensationsverluste

Weitere Verlustanteile werden durch den kapazitiven Ladestrom der Übertragungsleitung verursacht. Diese können bei Freileitungen aufgrund ihrer geringen Größenordnung vernachlässigt werden, bei Kabeln würde eine Vernachlässigung jedoch dazu führen, dass die Verluste merklich zu klein berechnet würden. Da der Ladestrom proportional zur Netznennspannung  $U_n$  ist und nahezu unabhängig von der Übertragungsleistung der Leitung anfällt, wird der durch den Ladestrom verursachte Verlustanteil zu den spannungsabhängigen Verlusten gezählt. Die Ladestromverluste hängen zusätzlich stark von der Anordnung der Kompensationsspulen ab. Fließt der Ladestrom dem Kabel nur von einer Seite zu, so ergibt sich für die Ladestromverluste in genäherter Form (siehe auch **Tabelle 2.2**):

$$P'_{VC} = 3R' \frac{I_C^2}{3} = R'I_C^2 = R' \left( \omega_0 C' \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (2.17)$$

Wird der Ladestrom von beiden Seiten des Kabels gedeckt, so verringern sich die durch ihn verursachten Verluste auf:

$$P'_{VC} = \frac{1}{4} R'I_C^2 = \frac{1}{4} R' \left( \omega_0 C' \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (2.18)$$

Und allgemein bei  $n$  Kompensationsstellen ergibt sich für die Ladestromverluste:

$$P'_{VC} = \frac{1}{(2(n-1))^2} R'I_C^2 = \frac{1}{(2(n-1))^2} R' \left( \omega_0 C' \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (2.19)$$

Zusätzlich zu den Leitungsverlusten durch den Ladestrom sind auch die Verluste in den Kompensationsanlagen zu berücksichtigen. Diese fallen während der ge-

samtigen Betriebsdauer der Spulen an und ergeben sich aus der bezogenen kapazitiven Ladeleistung  $Q'_c$ , der Spulengüte  $g$  und dem Kompensationsgrad  $k$  zu:

$$P'_{VC} = (1 - g) \cdot k \cdot Q'_c = (1 - g) \cdot k \cdot \omega C' \cdot U_n^2 \quad (2.20)$$

Für die Güte großer Drosselspulen kann laut [4] ein Wert von etwa 99,85 % angenommen werden. Dies entspricht Verlusten in Höhe von 0,15 % der Drosselbemessungsleistung (vergleiche Abschnitt 2.3.1).

#### 2.4.4 Verlustarbeit

Für die Berechnung der jährlichen Verlustarbeit, insbesondere für die Berechnung der stromabhängigen Verlustarbeit, ist die Kenntnis des zeitlichen Verlaufs der Übertragungsleistung erforderlich. Dieser Verlauf ist, insbesondere bei der Planung einer Übertragungsleitung, häufig nicht bekannt. Man bedient sich dann des sogenannten Arbeitsverlustfaktors, mit dem sich eine Abschätzung der zu erwartenden Verlustarbeit in guter Näherung bestimmen lässt. Der Arbeitsverlustfaktor lässt sich aus einer bekannten Zeitreihe berechnen, indem zunächst die mittlere jährliche längenbezogene Verlustleistung bestimmt wird ( $T_a = 1 \text{ a} = 8760 \text{ h}$ ):

$$\bar{P}'_{VI} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} P'_{VI}(t) dt = \frac{1}{T_a} 3R' \int_0^{T_a} \left( \frac{S(t)}{U_n} \right)^2 dt \quad (2.21)$$

Hieraus ergibt sich die jährliche längenbezogene stromabhängige Verlustarbeit zu:

$$W'_{al} = \int_0^{T_a} P'_{VI}(t) dt = T_a \bar{P}'_{VI} = T_a \frac{1}{T_a} 3R' \int_0^{T_a} \left( \frac{S(t)}{U_n} \right)^2 dt \quad (2.22)$$

Der Arbeitsverlustfaktor ergibt sich, wenn man die jährliche längenbezogene Verlustarbeit auf die bei dauernder Maximallast anfallende längenbezogene Verlustarbeit bezieht [34]:

$$\vartheta = \frac{W'_{al}}{W'_{al,max}} = \int_0^{T_a} \frac{P'_{VI}(t)}{T_a P'_{VI,max}} dt = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{(S(t))^2}{S_{max}^2} dt \quad (2.23)$$

Ist der Arbeitsverlustfaktor bekannt, lässt sich die jährliche Verlustarbeit durch die maximalen stromabhängigen Verluste leicht berechnen:

$$W'_{al} = \vartheta P'_{VI,max} T_a = \vartheta T_a R' \frac{S_{max}^2}{U_n^2} \quad (2.24)$$

Bei allen anderen bei der Drehstromübertragung auftretenden Verlustanteilen kann in guter Näherung davon ausgegangen werden, dass sich ihr Wert im Jahres-

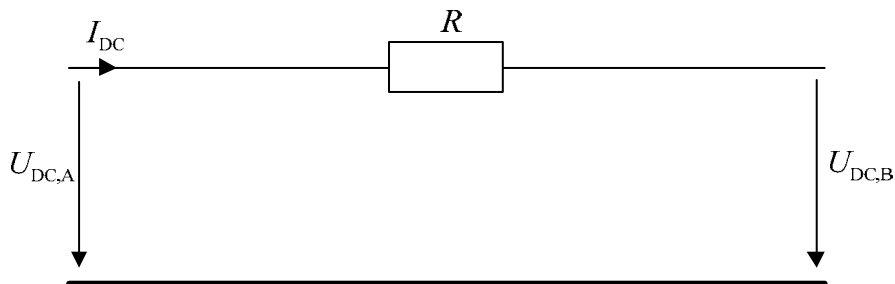
verlauf aufgrund der nahezu konstanten Spannung kaum ändert, sie also ständig anfallen. Die längenbezogene jährliche Gesamtverlustarbeit ergibt sich damit zu:

$$W'_a = T_a (\vartheta P'_{VI,\max} + P'_{VU} + P'_{VC} + P'_{VK}) \quad (2.25)$$

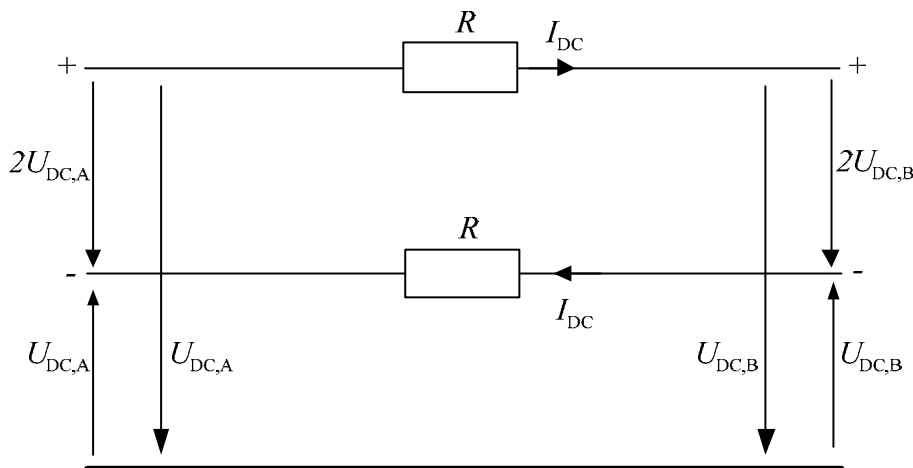
### 3 Energieübertragung mit Gleichstrom

#### 3.1 Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild

Wie in Abschnitt 1.6 gezeigt wurde, lassen sich Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen grundsätzlich als monopolare oder als bipolare Systeme aufbauen. Bei monopularen Systemen wird nur der Hinleiter als Kabel oder Freileitung ausgeführt, die Rückleitung erfolgt über das Erdreich. Bei bipolaren Systemen werden dagegen sowohl der Hin- als auch der Rückleiter als einzelne Übertragungsleitung ausgeführt. Dementsprechend können zwei unterschiedliche Ersatzschaltbilder für die Übertragungsleitung angegeben werden (siehe **Abbildung 3.1** und **Abbildung 3.2**). Hierbei muss beachtet werden, dass bei der bipolaren HGÜ ein Leiter auf der positiven und der andere auf der negativen Gleichspannung liegt, wodurch sich zwischen den Leitern die doppelte Gleichspannung einstellt.



**Abbildung 3.1** Ersatzschaltbild der monopularen Leitung



**Abbildung 3.2** Ersatzschaltbild der bipolaren Leitung

#### 3.2 Betriebskonstanten

Die Energieübertragung mit Gleichspannung bietet den Vorteil, dass sowohl die Induktivitäten als auch die Kapazitäten keine Rolle spielen. Wie in den Ersatzschaltbildern **Abbildung 3.1** und **Abbildung 3.2** zu erkennen ist, muss nur noch der temperaturabhängige ohmsche Widerstandsbelag  $R'$  der Leitung berücksichtigt werden. Dieser bestimmt sich wie bei der Drehstromübertragung durch

den Leiterquerschnitt und den temperaturabhängigen spezifischen Widerstand des gewählten Leitermaterials. Anders als bei Wechselspannung tritt jedoch keine Stromverdrängung auf. Für die Berechnung der Leitungsverluste kann bei der Gleichspannungsübertragung daher der niedrigere Gleichstromwiderstand  $R'_{=\vartheta}$  angesetzt werden, der sich aus dem Gleichstromwiderstand bei Raumtemperatur ( $20^{\circ}\text{C}$ )  $R'_{=20}$ , der Leitertemperatur  $\vartheta$  und dem Temperaturkoeffizienten  $\alpha_{20}$  berechnet:

$$R'_{=\vartheta} = R'_{=20} + \Delta R' \quad (3.1)$$

mit:

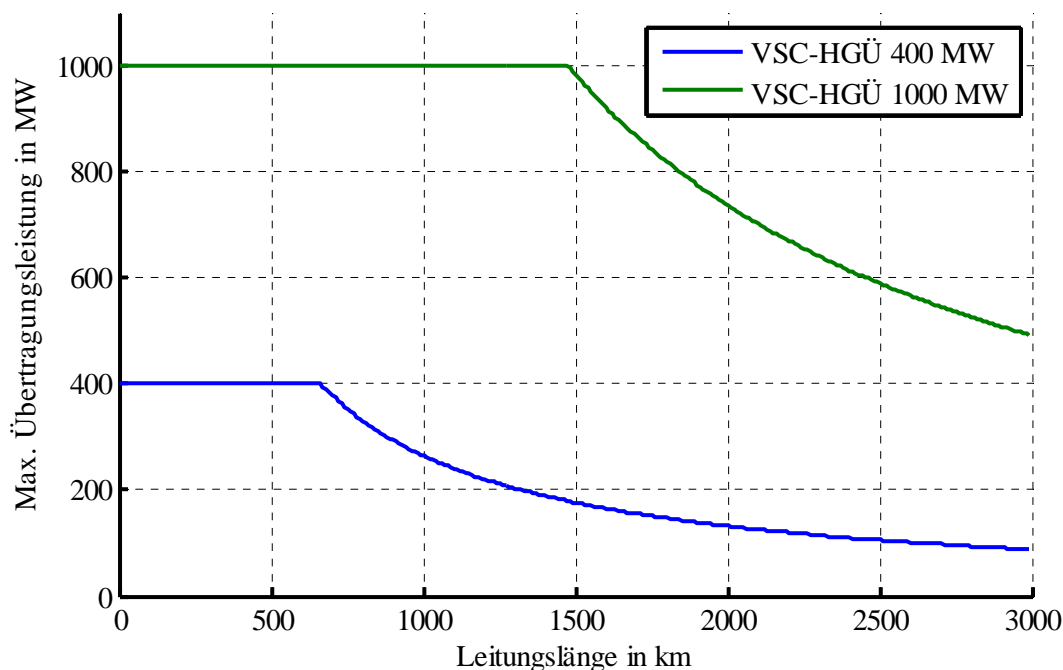
$$\Delta R' = R'_{=20} \alpha_{20} (\vartheta - 20^{\circ}\text{C}) \quad (3.2)$$

Hierbei wird üblicherweise mit einer durchschnittlichen Leitertemperatur von  $\vartheta = 40^{\circ}\text{C}$  gerechnet.

### 3.3 Betriebsverhalten

#### 3.3.1 Übertragbare Leistung

Da die Induktivitäten und Kapazitäten bei Gleichspannung unwirksam sind entstehen keine Probleme durch kapazitive Ladeströme oder den zusätzlichen Längsspannungsabfall an der Induktivität. Aus diesem Grund brauchen entlang der Leitung keine Kompensationsanlagen errichtet zu werden. Die maximale Übertragungsleistung und -länge wird bei der HGÜ nur durch den Spannungsabfall über dem ohmschen Widerstand beschränkt, da die Zwischenkreisspannung am Ende der Leitung nicht zu klein werden darf. **Abbildung 3.3** zeigt die zulässige Übertragungsleistung von zwei unterschiedlichen HGÜ-Varianten mit unterschiedlichen Nennleistungen, Zwischenkreisspannungen und Querschnitten unter der Voraussetzung, dass der maximale Spannungsabfall einen Wert von beispielhaft 10 % der Nennspannung nicht überschreiten darf. Es wird deutlich, dass die Übertragungsleistung im Vergleich zu den Drehstrom-Übertragungsleitungen (vergleiche mit **Abbildung 2.5**) erst für sehr große Leitungslängen reduziert werden muss, um den Spannungsabfall nicht zu groß werden zu lassen. Eine weitere Verbesserung des in **Abbildung 3.3** gezeigten Übertragungsverhaltens könnte durch größere Querschnitte oder höhere Gleichspannungen (niedrigere Gleichströme) erreicht werden, so dass bei der HGÜ praktisch keine Längenbegrenzungen bestehen.



**Abbildung 3.3** Übertragbare Leistung der HGÜ bei Annahme eines maximalen Spannungsabfalls von 10 % für zwei verschiedene Varianten (HGÜ 400 MW: 1800 mm<sup>2</sup> Al,  $\pm 150$  kV und HGÜ 1000 MW: 2200 mm<sup>2</sup> Al,  $\pm 320$  kV)

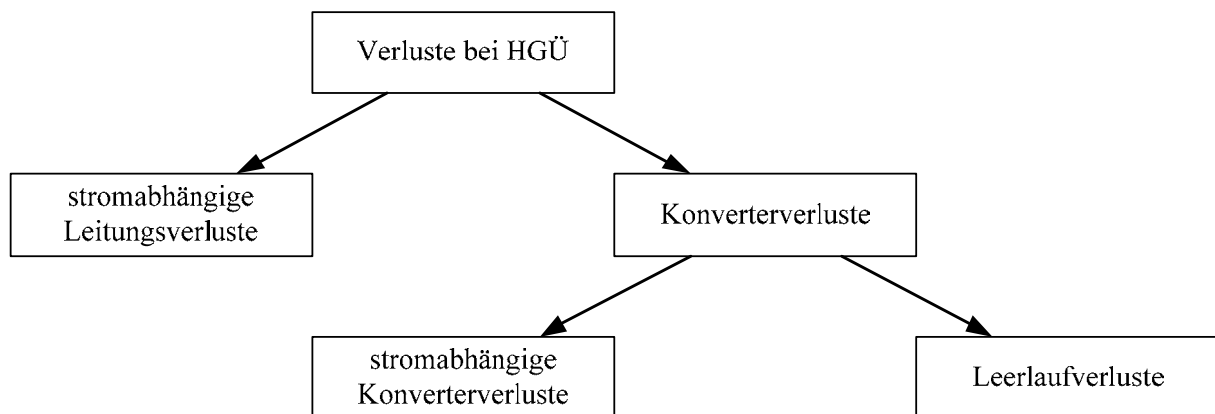
### 3.3.2 Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse

Im Gegensatz zum Bau einer Drehstrom-Übertragungsleitung führt die Errichtung einer HGÜ-Verbindung nicht zu einer signifikanten Erhöhung der Netzkurzschlussleistung, da der Kurzschlussstrombeitrag der HGÜ auf den Bemessungsstrom der Umrichter begrenzt werden muss, um diese nicht zu beschädigen. Dies führt i.d.R. nicht zu einer unzulässigen Erhöhung der Netzkurzschlussleistung, wodurch dann auch keine Netzertüchtigungsmaßnahmen notwendig werden. Auf der anderen Seite leistet die HGÜ mit ihrem geringen Kurzschlussstrombeitrag in einem vermaschten Verbundnetz nur einen ungenügenden Beitrag zur Spannungsstützung im Fehlerfall, wodurch die Auswirkungen der kurzschlussbedingten Spannungsabsenkung im Vergleich zum Ausbau mit einer Drehstromübertragungsleitung weiträumiger ausfallen.

## 3.4 Verluste

Bei HGÜ-Systemen treten im Vergleich zu den Drehstromsystemen unterschiedliche Verlustanteile auf. Bei Betrieb mit Gleichstrom entstehen keine spannungsabhängigen Verluste auf dem Kabel, sondern nur die reinen Gleichstromleiterverluste. Daneben sind als Zusatzverluste die Verluste der Umrichterstationen zu berücksichtigen. Eine Übersicht der Verlustarten ist in **Abbildung 3.4** gegeben.





**Abbildung 3.4** Verlustarten bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

### 3.4.1 Leitungsverluste

Wie man **Abbildung 3.1** und **Abbildung 3.2** entnehmen kann, ergeben sich unterschiedliche stromabhängige Leitungsverluste für die monopolare und die bipolare HGÜ. Bei der monopolen HGÜ ist der Strom bei gleicher Übertragungsleistung doppelt so groß wie bei der bipolaren Übertragung. Da die ohmschen Verluste quadratisch mit dem Strom steigen, ergeben sich damit für die monopolare Übertragung bei gleicher Leiter-Erde-Spannung die doppelten Übertragungsverluste im Vergleich zur bipolaren HGÜ:

$$P_{VI, \text{monopolar}} = R' \cdot l \cdot I_{DC}^2 = R' \cdot l \cdot \left( \frac{P_{DC}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.3)$$

$$P_{VI, \text{bipolar}} = 2 \cdot R' \cdot l \cdot I_{DC}^2 = \frac{1}{2} R' \cdot l \cdot \left( \frac{P_{DC}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.4)$$

### 3.4.2 Konverterverluste

Neben den Leitungsverlusten sind bei der HGÜ zusätzlich auch die Verluste in den leistungselektronischen Bauelementen, Stromrichtertransformatoren, den Filteranlagen und Eigenbedarfsanlagen der Konverterstationen zu berücksichtigen. Diese werden im Folgenden unter dem Begriff Konverterverluste zusammengefasst. Aus der unterschiedlichen Betriebsweise und Schaltfrequenz der Stromrichterventile der klassischen und der selbstgeführten Umrichter resultieren unterschiedlich große Verluste. Im Wesentlichen aufgrund der höheren Schaltfrequenz der VSC-HGÜ sind hier die Konverterverluste heute noch deutlich höher als bei der klassischen HGÜ.

Die Konverterverluste sind belastungsabhängig und können durch die folgende Gleichung in guter Näherung approximiert werden [35]:

$$\frac{P_{V\text{Konv}}}{P_r} = p_{v0} + k_1 \frac{P_{DC}}{P_r} + k_2 \left( \frac{P_{DC}}{P_r} \right)^2 \quad (3.5)$$

$P_r$ : Bemessungsleistung der Konverter

$p_{v0}$ : auf  $P_r$  bezogene Leerlaufverluste

$P_{DC}$ : Übertragungsleistung

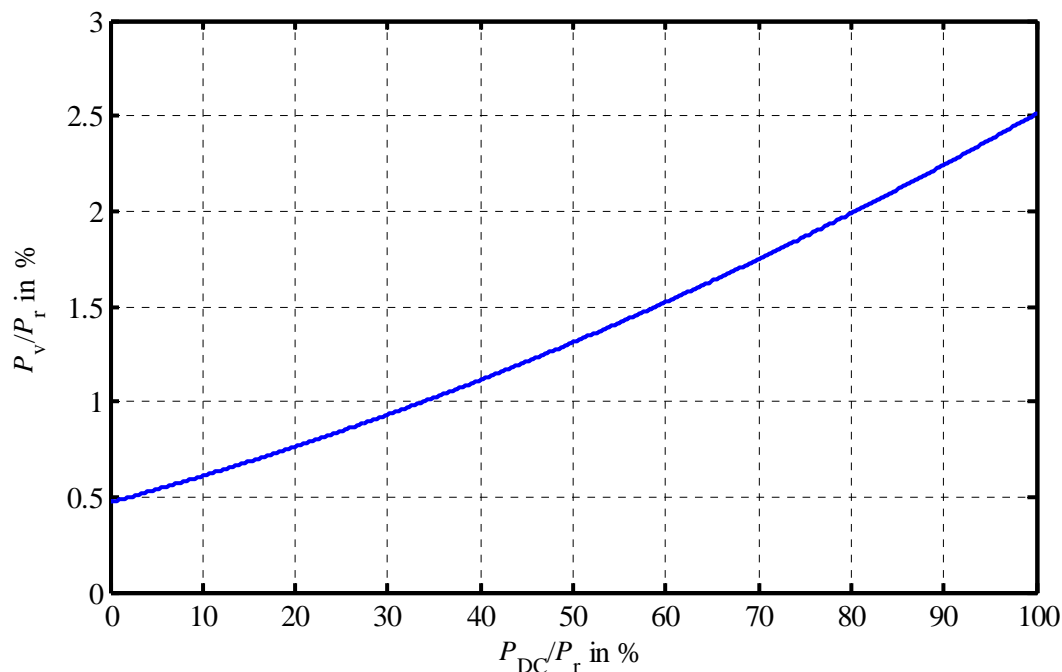
$k_1, k_2$ : dimensionslose Faktoren

Für die Parameter können für eine VSC-HGÜ die folgenden Parameter für die Verlustberechnung angesetzt werden:

**Tabelle 3.1** Parameter für die Berechnung der Konverterverluste einer VSC-HGÜ [36]

Parameter	Wert
$p_{v0}$	0,0047
$k_1$	0,0132
$k_2$	0,0072

Hieraus ergibt sich die in **Abbildung 3.5** dargestellte beispielhafte Kennlinie der Konverterverluste bei der VSC-HGÜ. Es ist erkennbar, dass die summierten Verluste der beiden Konverter am Anfang und Ende der Leitung im Leerlauf bei etwa 0,5 % liegen und für größere Leistungen bis zu einem Wert von etwa 2,5 % im Volllastbetrieb ansteigen.



**Abbildung 3.5** Beispielhafte Verlustkennlinie der VSC-HGÜ

### 3.4.3 Verlustarbeit

Die Berechnung der jährlichen Verlustarbeit durch die Stromwärmeverluste in der Übertragungsleitung erfolgt in Analogie zur Drehstrom-Übertragungsleitung (siehe Abschnitt 2.4.4) über den Arbeitsverlustfaktor  $\vartheta$ . Für eine monopolare HGÜ folgt für die längenbezogene jährliche Leitungsverlustarbeit:

$$W'_{VI} = \vartheta P'_{VI, \max} T_a = \vartheta T_a R' \left( \frac{P_{DC, \max}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.6)$$

und für eine bipolare HGÜ:

$$W'_{VI} = \vartheta P'_{VI, \max} T_a = \vartheta T_a \frac{1}{2} R' \left( \frac{P_{DC, \max}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.7)$$

Weiterhin müssen auch die Konverterverluste bei der Berechnung der Jahresverlustarbeit berücksichtigt werden. Wie Gl. (3.5) entnommen werden kann, besitzen diese neben einem konstanten Anteil auch Anteile, die linear, beziehungsweise quadratisch von der Übertragungsleistung abhängig sind. Für die Berechnung der Konverterverlustarbeit muss daher neben dem Arbeitsverlustfaktor  $\vartheta$ , der den quadratischen Teil beschreibt, auch der sogenannte Jahresbelastungsgrad  $m$  für die Berechnung der leistungsproportionalen Anteile herangezogen werden. Hierbei handelt es sich um die auf die Maximalleistung bezogene mittlere Leistung im Bezugsjahr. Er kann wie der Arbeitsverlustfaktor aus einer bekannten Zeitreihe bestimmt werden. Die entsprechende Gleichung lautet dann:

$$m = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{P_{DC}(t)}{P_{DC, \max}} dt = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{I_{DC}(t)}{I_{DC, \max}} dt \quad (3.8)$$

In Verbindung mit Gl. (3.5) ergibt sich hiermit die jährliche Konverterverlustarbeit zu:

$$W_{VKonv} = T_a P_r \left( p_{V0} + m \cdot k_1 \frac{P_{DC, \max}}{P_r} + \vartheta \cdot k_2 \left( \frac{P_{DC, \max}}{P_r} \right)^2 \right) \quad (3.9)$$

Zusammen mit den Stromwärmeverlusten der Leitung, kann damit die gesamte jährliche Verlustarbeit der HGÜ angegeben werden. Diese berechnet sich dann zu:

$$W_{VDC} = l \cdot W'_{VI} = +W_{VKonv} \quad (3.10)$$

## 4 Schutz- und Überwachungssysteme

### 4.1 Leitungsschutzsysteme und AWE

Elektrische Übertragungssysteme müssen grundsätzlich vor den Auswirkungen von Kurzschlüssen und Überlastungen geschützt werden. Als Schutzgeräte werden bei der Freileitung und beim Kabel grundsätzlich die gleichen Geräte eingesetzt. Im Höchstspannungsnetz werden hierbei in der Regel sogenannte Distanzschutzgeräte mit einem integrierten Überstromschutz verwendet. Diese Schutzgeräte erkennen nicht nur einen Kurzschluss, sondern können auch den Fehlerort näherungsweise ermitteln und die Spannungen und Ströme vor und während der Störung aufzeichnen und so für eine spätere Fehleranalyse verfügbar machen.

Eine Besonderheit des Leitungsschutzes in der Höchstspannungsebene ist die sogenannte Automatische Wiedereinschaltung (AWE) [3]. Hierbei macht man sich zunutze, dass in Freileitungsnetzen überwiegend einpolige Lichtbogenkurzschlüsse als Folge atmosphärischer Einflüsse oder äußerer Einwirkungen auftreten. Derartige Fehler werden durch den Leitungsschutz erkannt, und die Leitung zunächst beidseitig für einige hundert Millisekunden abgeschaltet und danach wieder eingeschaltet. Liegt ein Lichtbogenfehler vor, so verlischt dieser in der stromlosen Pause, die Luft regeneriert sich, stellt die Isolation der Leiterseile wieder her und die Freileitung ist nach der Zuschaltung wieder voll funktionstüchtig. Diese kurze Pause führt zu keiner wesentlichen Einschränkung der Leistungsübertragung. Liegt der Fehler nach der Zuschaltung weiterhin vor, erfolgt die dreipolige Abschaltung der Freileitung durch den Leitungsschutz. Im Gegensatz hierzu führt ein Durchschlag der Isolation bei einem Kabel stets zur lokalen Zerstörung des Kabels. Um den Rest des Kabels zu schützen und einen Kabelgroßschaden zu vermeiden, muss das Kabel daher schnellstmöglich beidseitig abgeschaltet werden.

Ein Einsatz von Kabeln im freileitungsdominierten Höchstspannungsnetz hat damit auch Auswirkungen auf das Schutzkonzept, da die Durchführung der AWE nur auf die Freileitungen im Netz beschränkt bleiben darf. Der Leitungsschutz muss nun so ausgeführt werden, dass sich für die Kabelabschnitte jeweils separate Schutzabschnitte ergeben, damit diese im Falle eines Fehlers sicher ausgeschaltet werden können. Hierzu muss das Kabel z. B. mit zusätzlichen Differentialschutzgeräten ausgestattet werden. Der Differentialschutz vergleicht die Ströme am Anfang und Ende der Leitung. Diese sind im fehlerfreien Betrieb gleich groß. Bei einem Kurzschluss entsteht eine Stromdifferenz, die durch den Differentialschutz erkannt wird und zu einer sofortigen Abschaltung der betroffenen Leitung führt. Um einen Vergleich der Ströme am Anfang und Ende der Leitung zu ermöglichen, ist es bei dieser Schutzart notwendig, dass die Messwerte über zusätzliche Lichtwellenleiter dem Schutzgerät zugeführt werden.

Bei der HGÜ wird der Schutz gegen Kurzschlüsse und Überlastungen bei den heute üblichen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen über den Überlastschutz der Umrichter realisiert. Diese schalten sich bei einem Überschreiten des Bemessungsstromes sofort ab und stellen so den Schutz der Übertragungsleitung sicher. Die HGÜ ist deshalb im Gegensatz zur Drehstrom-Übertragung nur bei einer Überdimensionierung der Umrichter überlastbar. Das heutige Schutzkonzept der HGÜ ist aufgrund der fehlenden Selektivität nicht für den Aufbau eines vermaschten Gleichspannungsnetzes (Multi-Terminal-Betrieb) geeignet, da es stets zum Ausfall des gesamten Gleichspannungsnetzes führen würde. Der Aufbau eines größeren Gleichspannungsnetzes ist daher ohne den Einsatz von Gleichspannungsleistungsschaltern, mit denen sich Übertragungsleitungen bei Kurzschlüssen selektiv abschalten lassen, nicht sinnvoll zu realisieren. Diese sind nach Aussagen von Herstellern zurzeit in der Entwicklung. Wann sie tatsächlich am Markt verfügbar sind, kann nach heutigem Stand noch nicht sicher gesagt werden.

## 4.2 Schutz gegen Überspannungen

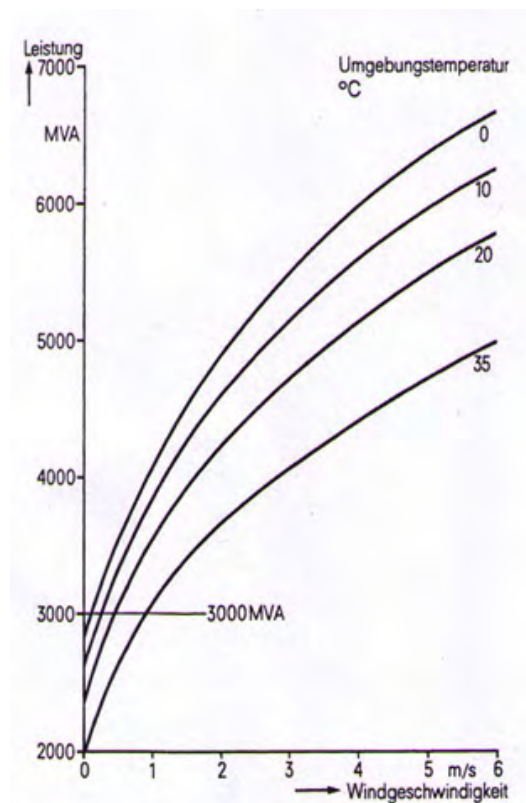
Da die Isolation von Kabeln nicht selbstheilend ist, kommt hier der Vermeidung von Überspannungen bzw. dem Schutz des Kabels vor deren Auswirkungen eine besondere Bedeutung zu. Überspannungen können sowohl innere (z. B. Schaltüberspannungen), als auch äußere (z. B. Blitzeinschläge) Ursachen haben. Kabel sind zwar aufgrund der unterirdischen Verlegung nicht von direkten Blitzeinschlägen betroffen, es können jedoch äußere Überspannungen z. B. durch einen Blitzeinschlag in eine vorgelagerte Freileitung auftreten. Um das Kabel vor den Folgen derartiger Überspannungen zu schützen, ist die Installation von Überspannungsableitern an den Kabelenden erforderlich.

## 4.3 Temperaturmonitoring

Die zulässigen Dauerströme für die gängigen Seilausführungen bei Freileitungen ergeben sich aus der Norm DIN EN 50182 "Leiter für Freileitungen", Anhang F [37]. Die hierin angegebenen Strombelastbarkeiten werden durch die maximale Leiterendtemperatur des Freileitungsseils begrenzt. Diese beträgt für Standardseile im Dauerbetrieb 80°C, da sonst eine unzulässige Längendehnung und eine mechanische Entfestigung der Leiterseile auftreten. Die Norm bezieht sich hierbei auf die folgenden Umgebungsbedingungen:

- Umgebungstemperatur 35°C
- Sonneneinstrahlung 900 W/m<sup>2</sup>
- Windgeschwindigkeit 0,6 m/s
- senkrechter Windanströmwinkel

Da diese Werte in der Realität nur sehr selten erreicht werden, ergibt sich im Normalbetrieb eine von der zulässigen Maximaltemperatur abweichende Betriebstemperatur. Diese ist von der tatsächlichen Strombelastung und den vorherrschenden Witterungsverhältnissen abhängig. Bei Freileitungen haben vor allem die Windgeschwindigkeit und die Umgebungstemperatur einen entscheidenden Einfluss auf die übertragbare Leistung, da die Leitung bei tiefen Temperaturen und hohen Windgeschwindigkeiten besser gekühlt wird. **Abbildung 4.1** macht deutlich, dass die im Normalbetrieb zulässige Leistung durch Berücksichtigung der aktuellen Umgebungsbedingungen erheblich gesteigert werden kann. Hierzu kann z.B. eine Messeinrichtung errichtet werden, mit der sich die tatsächliche Leitertemperatur überwachen lässt (Leiterseilmonitoringsystem). Andere Verfahren nutzen Messdaten von Wetterstationen nahe der Freileitung, um hieraus über entsprechende Rechenmodelle deren maximal zulässige Übertragungsleistung zu bestimmen.



**Abbildung 4.1** Übertragbare Leistung für eine 380-kV-Freileitung 4x564/72 AlSt [38]

Bei beiden Verfahren ist jedoch stets zu beachten, dass diese erhöhten Übertragungsleistungen je nach Witterung nur temporär zur Verfügung stehen und dass hierfür die entsprechenden Umgebungsbedingungen entlang der gesamten Trasse vorliegen müssen. Außerdem führt eine höhere Auslastung der Freileitung zu einem Anstieg der Leitungsverluste (vgl. Gl. (2.15)).



Bei VPE-Gleich- und Drehstrom-Kabeln darf die Leitertemperatur im Betrieb einen festgelegten Wert von maximal 90°C nicht überschreiten, um eine Beschädigung der Isolierung zu verhindern. Die Kabel werden in der Regel so ausgelegt, dass dieser Wert beim maximalen Betriebsstrom, einer Lufttemperatur von 15°C und für den schlechtmöglichen thermischen Bodenwiderstand nicht überschritten wird. Wie Teil II entnommen werden kann, ist auch beim Kabel die tatsächlich auftretende Leitertemperatur von den vorherrschenden äußeren Bedingungen und der Vorbelastung abhängig. Hierdurch lässt sich auch beim Kabel die tatsächlich zulässige Übertragungsleistung durch eine kontinuierliche Temperaturüberwachung steigern. Hierzu wird das Kabel mit einem zusätzlichen Lichtwellenleiter ausgestattet, mit dem sich die Temperatur entlang der gesamten Leitung erfassen lässt. Dies ermöglicht auch die sichere Erfassung von ggf. auftretenden Hot-Spots entlang der Kabeltrasse.

#### 4.4 Teilentladungsüberwachung

In der festen Isolierung von Kabeln können aufgrund von Unregelmäßigkeiten im Isolierstoff, wie z. B. ungünstig geformte leitfähige Einschlüsse oder Leitschichtauswölbungen, Feldinhomogenitäten bzw. elektrische Feldstärkeüberhöhungen auftreten. An diesen Stellen kann es dann zu einer lokalen Überschreitung der elektrischen Festigkeit und in der Folge zu sogenannten Teilentladungen kommen. Eine weitere Ursache von Teilentladungen können makroskopisch kleine luft- oder gasgefüllte Hohlräume im Isolierstoff sein. Diese werden aufgrund der gegenüber dem festen Isolierstoff erheblich niedrigeren Dielektrizitätszahl erheblich stärker elektrisch beansprucht. Da Gase zudem eine geringere Durchschlagsfestigkeit als feste Isolierstoffe besitzen, kommt es auch hier zu einem Durchschlag des Hohlraumes und in der Folge ebenfalls zu Teilentladungen.

Diese führen zu einer lokalen Zerstörung des Isoliersystems und haben daher durch eine fortschreitende Erosion des Isolierstoffes dessen schleichende Degeneration zur Folge. Hierbei sind Kunststoffkabel gegen Teilentladungen erheblich anfälliger als Massekabel, da sich bei letzteren die durch die Teilentladung entstehenden gasgefüllten Hohlkanäle mit dem in der geschichteten Isolierung enthaltenen hochviskosen Öl füllen können. Dies hat zur Folge, dass bei Kunststoffkabeln bei einem Auftreten von Teilentladungen bereits nach kurzer Zeit mit einem vollständigen Durchschlag der Isolierung gerechnet werden muss [19].

Um mögliche Fehlstellen im Isoliersystem frühzeitig entdecken zu können, werden die Kabel zum einen bereits im Werk auf Teilentladungsfreiheit geprüft. Zum anderen wird in der Regel auch bei der Inbetriebnahmeprüfung eine Teilentladungsmessung durchgeführt, um auch Fehler bei der Muffenherstellung entdecken zu können. Weiterhin werden die Kabel häufig auch mit einem Online-Monitoring-System ausgestattet, um im laufenden Betrieb eine Teilentladungsüberwachung vornehmen zu können.

## 5 Ausfallverhalten und Reparatur von Übertragungsleitungen

### 5.1 Reparatur von Freileitungen

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, entstehen die meisten Fehler bei Freileitungen durch kurzzeitige Lichtbogenüberschläge, die durch ein kurzes Ein- und Wiederausschalten der Leitung (AWE) in der Regel von selbst verlöschen und den Weiterbetrieb der Leitung daher nicht gefährden. Treten größere Fehler auf (z. B. durch einen umstürzenden Baum, den Bruch einer Isolator-kette oder einen Seilabriss), so können diese bei Freileitungen meist schnell erkannt, geortet und behoben werden. Die Reparaturen selbst dauern bei Freileitungen in der Regel nur einen oder bei Großschäden wenige Tage. Notfalls können kurzfristig auch provisorische Notgestänge errichtet werden (siehe **Abbildung 5.1**).



**Abbildung 5.1** Temporärer Mastersatz mit Hilfe zweier Mobilkräne

### 5.2 Reparatur von Kabelfehlern

Kabelfehler entstehen entweder aufgrund innerer Ursachen (z. B. schleichende Zerstörung durch Teilentladungen), die zu einem Durchschlag der Isolation führen oder durch äußere Zerstörung (z. B. durch Baggerarbeiten). Beide Fehlerarten führen zu einer lokalen Zerstörung des Kabels, das dann schnellstmöglich beidseitig abgeschaltet werden muss, um eine Gefährdung der benachbarten Phasen zu vermeiden. Aus diesem Grund steht das betroffene Kabelsystem bis zu einer Reparatur der durch den Fehler betroffenen Stromkreise nicht mehr für die Energieübertragung zur Verfügung.

Die Art und Weise, wie ein Kabelfehler repariert werden kann, hängt unmittelbar von den örtlichen Gegebenheiten an der Fehlerstelle ab. Hieraus ergeben sich auch direkt der erforderliche Reparaturaufwand und der notwendige Zeitbedarf.

Die Reparatur des Kabelfehlers erfolgt durch den Einbau eines neuen Kabelstücks mit Hilfe von zwei Verbindungsmuffen. Hierbei ist in der Regel ein Austausch von etwa 10 m Kabellänge notwendig. Abhängig von den örtlichen Gegebenheiten kann allerdings auch ein wesentlich längeres Reparaturkabel notwendig werden. Der notwendige Zeitaufwand für die Reparatur eines 1-phasigen 380-kV-Kabelfehlers kann mit den Angaben in **Tabelle 5.1** abgeschätzt werden.

**Tabelle 5.1** Zeitaufwand bei der Reparatur eines einphasigen Kabelfehlers (Quelle: Nexans)

Maßnahme	Zeitaufwand
1. Einmessen des Fehlerortes	1 bis 3 Tage
2. Freilegung des Kabels und Entscheidung über die Reparaturmaßnahme	3 Tage
3. Tiefbaumaßnahmen und Verbau des/der Muffenbauwerke	7-14 Tage
4. Einziehen des Reparaturkabels und Montage von zwei Verbindungsmuffen	14 Tage
5. Hochspannungsprüfung	1 bis 3 Tage
<b>Summe</b>	<b>26 bis 37 Tage</b>

Weiterhin ist für die Dauer der Reparatur entscheidend, ob der Netzbetreiber das notwendige Reservekabel und die Verbindungsmuffen als Störungsreserve vorhält. Wird eine Neufertigung des Kabels notwendig, kann mit Lieferzeiten von bis zu sechs Monaten gerechnet werden.

Ein weiterer Punkt, der zu einer Verzögerung führen kann, ist die Verfügbarkeit der erforderlichen Hochspannungsprüfeinrichtung, da die Kabelanlage vor der Wiederinbetriebnahme einer Mantel- und Wechselspannungsprüfung unterzogen werden sollte. Da die Anzahl der für die Prüfung von Höchstspannungskabeln geeigneten mobilen Prüfeinrichtungen begrenzt ist, ist deren Auslastung in der Regel sehr hoch, was zu einem ungünstigen Zeitpunkt zu erheblichen Wartezeiten führen kann.

Gegenüber den anderen Faktoren ist hingegen die Mobilisationszeit von qualifiziertem Montagepersonal aufgrund der langen Vorlaufzeit in der Regel zu vernachlässigen

### 5.3 Ausfallverhalten

Der Ausfall von Betriebsmitteln kann betriebliche (z. B. Abschaltung zur Wartung) oder störungsbedingte Ursachen (z. B. Kurzschlüsse) haben. Da die störungsbe-

dingten Ursachen zufällig sind, können sie nur mit statistischen Größen beschrieben werden. Das Ausfallverhalten der Leitungen wird durch die FFN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (vormals VDN- bzw. VDEW-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik) und separat durch die einzelnen Netzbetreiber statistisch erfasst. Hierbei muss beachtet werden, dass Störungsereignisse, die auf höhere Gewalt zurückzuführen sind, nicht in die Statistik eingehen. Hierzu zählen gemäß der Definition der BNetzA [39] Abschaltungen die z. B. auf Orkan, außergewöhnliche Hochwasser oder Erdbeben zurückzuführen sind. Insbesondere Extremwittersituationen wirken sich dabei jedoch vor allem auf die unteren Spannungsebenen aus, während die Leitungen der HöS-Ebene kaum durch solche Ereignisse betroffen sind [40].

Die wichtigsten Größen sind hierbei die Ausfallrate  $\lambda$  und die mittlere Auszeit  $\bar{T}_a$ , für die manchmal auch die englische Bezeichnung MTTR (mean time to repair) benutzt wird. Die Ausfallrate  $\lambda$  berechnet sich, indem die Anzahl an Ausfällen auf die Betriebszeit und die Anzahl der Elemente bezogen wird. Bei der Betrachtung von Leitungssystemen wird hierbei statt der Anzahl der Elemente die Leitungslänge berücksichtigt. Die mittlere Auszeit  $\bar{T}_a$  ist die mittlere Zeitspanne zwischen dem Ausfall eines Betriebsmittels und dem Zeitpunkt zu dem das Betriebsmittel wieder für seine Aufgabe zur Verfügung steht. Der Kehrwert der mittleren Auszeit wird auch als Instandsetzungsrate  $\mu$  bezeichnet.

$$\mu = \frac{1}{\bar{T}_a} \quad (5.1)$$

Aus der Ausfallrate und der mittleren Auszeit lassen sich weitere Zuverlässigkeitskenngrößen ableiten. Die Ausfallhäufigkeit  $H$  gibt die Anzahl der Ausfälle bezogen auf den Betrachtungszeitraum und die Anzahl der Elemente (bei Leitungen die Leitungslänge) an:

$$H = \frac{\mu \lambda}{\mu + \lambda} \quad (5.2)$$

Weitere wichtige Zuverlässigkeitskenngrößen sind die Verfügbarkeit  $P$ , die die Wahrscheinlichkeit angibt, dass sich das Betriebsmittel im betriebsbereiten Zustand befindet, und ihr Komplement, die sogenannte Nichtverfügbarkeit, die die Wahrscheinlichkeit angibt, dass sich die Leitung nicht im Betrieb befindet:

$$Q = 1 - P \quad (5.3)$$

Die Nichtverfügbarkeit beinhaltet neben den störungsbedingten Ausfällen  $Q_1$  auch die geplanten Ausfälle (z. B. durch Wartung)  $Q_2$ . Die störungsbedingte Nichtverfügbarkeit kann aus der Ausfallrate und der Instandsetzungsrate berechnet werden. Sie ergibt sich dann zu:

$$Q_1 = Q - Q_2 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (5.4)$$

Die geplante Nichtverfügbarkeit ergibt sich aus den für Wartungszwecke notwendigen Abschaltungen der Übertragungsleitung. Sie kann daher über die entsprechenden Wartungsintervalle und die für die Wartung notwendige Zeitdauer berechnet werden.

**Tabelle 5.2** enthält die Ausfallraten und die mittleren Auszeiten für die Berichtsjahre 1994 bis 2001 [40] für 380-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabel in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung. Für 380-kV-Kabel liegen aufgrund der geringen Grundgesamtheit und der vergleichsweise kurzen Verwendung der VPE-Kabel keine statistisch gesicherten Daten zur Verfügung, so dass die Ausfallhäufigkeit und mittlere Auszeit mit Hilfe der Angaben für die 110-kV-Kabel abgeschätzt werden. Diese sind zwar nur bedingt auf 380-kV-Kabel übertragbar, liefern aber doch gute Anhaltswerte für die Abschätzung der Zuverlässigkeit. Es ist davon auszugehen, dass die mittlere Auszeit für 380-kV-Kabel mindestens in der gleichen Größenordnung wie für 110-kV-Kabel liegt, da die Abläufe zur Fehlerortung und Reparatur weitgehend identisch sind. Laut [41] ist davon auszugehen, dass auch hinsichtlich der Fehlerhäufigkeit durch Erd- und Baggararbeiten in der Realität kein wesentlicher Unterschied zwischen den meist in städtischem Gebiet verlegten 110-kV-Kabeln und 380-kV-Kabeln in ländlichem Gebiet bestehen wird. Begründet wird dies damit, dass auch in städtischem Gebiet durch die im Vergleich zu NS- und MS-Kabeln große Legetiefe und besondere Kennzeichnung von 110-kV-Kabeln eine geringe Wahrscheinlichkeit für eine Beschädigung durch Bauarbeiten besteht.

**Tabelle 5.2** Längenbezogene Kenngrößen zum Ausfallverhalten von 380-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabeln in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung [40]

Leitung	Ausfallrate $\lambda$ in 1/km a	Mittlere Auszeit $\bar{T}_a$ in h
Freileitung	0,00353	2,94
Kabel	0,00657	68,2

Auf der Basis der in **Tabelle 5.2** dargestellten Zuverlässigkeitsgrößen, können mit Hilfe der Gln. (5.2), (5.3) und (5.4) die Ausfallhäufigkeit, sowie die Nichtverfügbarkeit und die Verfügbarkeit für verschiedene Leitungslängen<sup>7)</sup> für 380-kV-Kabel- und -Freileitungen jeweils für ein System berechnet werden (siehe **Tabelle 5.3**). Es wird deutlich, dass ein VPE-Kabelsystem nahezu doppelt so häufig ausfällt wie ein gleichlanges Freileitungssystem. Hinzu kommt, dass auch die mittlere Auszeit bei Kabeln erheblich höher ist als bei Freileitungen, was zu einer insgesamt um etwa den Faktor 43 höheren Nichtverfügbarkeit des Kabelsystems führt. Werden

<sup>7)</sup> Die Leitungslängen entsprechen den im Teilbericht IV vorgestellten Annahmen für die Szenarien zur Wirtschaftlichkeitsberechnung.



Kabel im Zuge einer Freileitungstrasse als Zwischenverkabelung eingesetzt, bestimmt sich die Verfügbarkeit der Übertragungsleitung in Abhängigkeit von den Freileitungs- und Kabellängen. Auf die Verfügbarkeit wirken sich aber auch die höhere Anzahl an Betriebsmitteln (z. B. Endverschlüsse, Wandler, Überspannungsableiter, usw.) nachteilig aus.

Es ist aber immer zu betonen, dass die berechneten Kenngrößen statistische Daten darstellen und das Ausfallverhalten einer einzelnen Leitung erheblich hiervon abweichen kann.

**Tabelle 5.3** Kenngrößen für das Ausfallverhalten von 380-kV-Freileitungen und -Kabeln für verschiedene Leitungslängen (je ein System)<sup>8)</sup>

Kenngröße	Einheit	Typ	50 km	100 km	200 km	500 km
<b>Ausfallhäufigkeit</b>	<b>1/a</b>	Freileitung	0,18	0,35	0,71	1,76
		Kabel	0,33	0,66	1,31	3,28
<b>Nichtverfügbarkeit</b>	<b>%/a</b>	Freileitung	0,01	0,01	0,02	0,06
		Kabel	0,26	0,51	1,02	2,56
	<b>h/a</b>	Freileitung	0,52	1,04	2,08	5,19
		Kabel	22,40	44,81	89,61	224,03
<b>Verfügbarkeit</b>	<b>%/a</b>	Freileitung	99,99	99,99	99,98	99,94
		Kabel	99,74	99,49	98,98	97,44
	<b>h/a</b>	Freileitung	8759,48	8758,96	8757,92	8754,81
		Kabel	8737,60	8715,19	8670,39	8535,97

Für HGÜ-Anlagen existieren nur wenige statistische Daten zur Verfügbarkeit. Für die klassische HGÜ können [42], [43] und [44] Verfügbarkeitsdaten für die Jahre 2001 bis 2006 für zahlreiche Verbindungen weltweit entnommen werden. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass es sich bei den erfassten Projekten nahezu ausschließlich um Seekabelverbindungen handelt und eine Übertragung der Ergebnisse auf die Verhältnisse an Land, zumindest bezüglich der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit der Kabel, nur bedingt möglich ist. Hinzu kommt, dass in den verwendeten Literaturstellen keine Aussage über die Längen der betrachteten Übertragungsleitungen getroffen wurde, was einen Vergleich mit den Drehstrom-Übertragungsleitungen erheblich erschwert. Zumindest liefern die in **Tabelle 5.4** angegebenen Zuverlässigkeitskenngrößen Anhaltswerte für die Beurteilung der Zuverlässigkeit der klassischen HGÜ. Aus den vorliegenden Daten lässt sich erkennen, dass die klassische HGÜ aufgrund der hohen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Konverterstationen (zusammen ca. 4,69 % oder 410,8 h/a)

<sup>8)</sup> Hierbei bleibt bei den 380-kV-Kabeln ein Ausfall der Kompensationsanlagen bei der Berechnung der Kenngrößen unberücksichtigt.



eine wesentlich höhere Nichtverfügbarkeit als Drehstrom-Freileitungen und – Kabel besitzt (vergleiche **Tabelle 5.3** und **Tabelle 5.4**).

Für die selbstgeführte VSC-HGÜ sind aufgrund der geringen Anzahl an realisierten Anlagen heute noch keine belastbaren statistischen Daten verfügbar. Herstellerangaben zur Verfügbarkeit finden sich aber z. B. in [32]. Hierin sind Verfügbarkeitskenngrößen aus den Jahren 2003 und 2004 für die Projekte Cross Sound und Murray Link enthalten. Die hieraus berechnete durchschnittliche Verfügbarkeit ist ebenfalls in **Tabelle 5.4** dargestellt. Nach neueren Angaben des Unternehmens ABB kann für die VSC-HGÜ von verbesserten Werten ausgegangen werden. Die Zuverlässigkeit neuerer Anlagen soll unter Berücksichtigung aller geplanten und ungeplanten Ausfälle im Bereich von 99,1 % (8681,2 h/a) liegen, und ABB garantiert eine Zuverlässigkeit von 98,5 % (8628,6 h/a), wobei auch hier keine Aussage über die Leitungslänge getroffen wird. Hieraus würde sich dann eine Nichtverfügbarkeit von 0,8 % (70,1 h/a) bzw. garantiert max. 1,5 % (131,4 h/a) ergeben. Diese Werte zeigen, dass die VSC-HGÜ im Vergleich zur klassischen HGÜ eine höhere Verfügbarkeit aufweist als die klassische LCC-Technologie. Im Vergleich mit der Drehstrom-Freileitung ergibt sich jedoch auch mit den neueren Zahlen von ABB eine insgesamt höhere Nichtverfügbarkeit der VSC-HGÜ (vgl. **Tabelle 5.3** und **Tabelle 5.4**).

**Tabelle 5.4** Kenngrößen für das Ausfallverhalten der HGÜ [32], [42], [43], [44]

Typ	Verfügbarkeit	störungsbedingte Nichtverfügbarkeit Konverter	geplante Nichtverfügbarkeit	störungsbedingte Nichtverfügbarkeit Kabel <sup>9)</sup>
klassische HGÜ	94,04 %	2,32 %	2,37 %	1,27 %
	8237,9 h/a	203,2 h/a	207,6 h/a	111,2 h/a
VSC-HGÜ	98,41 %	1,59 %		
	8620,7 h/a	139,3 h/a		

## 6 Wartung, Instandhaltung und Nutzungsdauer

### 6.1 Freileitungen

#### 6.1.1 Wartung und Instandhaltung

Die notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen für eine Freileitungstrasse bestehen im Wesentlichen aus regelmäßigen Inspektionen durch Begehungen oder das Abfliegen mit Hubschraubern. Werden hierbei Schäden festgestellt, so können die

<sup>9)</sup> Hierbei muss beachtet werden, dass in der zitierten Literatur keine Aussage über die Länge der betrachteten Übertragungsleitungen getroffen wurde.

eventuell notwendigen Wartungsarbeiten, wie z. B. die Reparatur von Erdseilschäden bei geeigneter Lage der beschädigten Stelle auch unter Spannung erfolgen (siehe auch **Abbildung 6.1**). Eine Abschaltung der Leitung zu Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen ist nur notwendig, wenn bei den durchzuführenden Arbeiten die Gefahr einer Überbrückung der Luftisulationsstrecke besteht. Laut [41] kann bei 380-kV-Freileitungen etwa alle 14 Jahre mit einer wartungsbedingten Abschaltung gerechnet werden. Weiterhin muss die Trasse in regelmäßigen Abständen von größerem Bewuchs frei gehalten werden. Außerdem ist ein regelmäßiger Korrosionsschutz der Maste erforderlich. Hierzu werden diese etwa alle 20 bis 30 Jahre mit einem neuen Korrosionsschutzanstrich versehen.



**Abbildung 6.1** Anbringen von Erdseilmarkierungen mit einem Hubschrauber [5]

### 6.1.2 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer von Freileitungen wird zum einen durch die Standfestigkeit der Maste und zum anderen durch den Zustand der Leiterseile bestimmt. Allgemein geht man auf der Grundlage langjähriger Erfahrung davon aus, dass Freileitungen bei regelmäßiger Wartung eine sehr hohe Nutzungsdauer von 80 Jahren und mehr erreichen können. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass Freileitungen zum einen ein sehr einfaches und robustes System darstellen und zum anderen sehr leicht nutzungsdauerverlängernde Maßnahmen durchgeführt werden können. Hierzu zählt zum Beispiel der Austausch von Isolatoren und Leiterseilen, der in Abhängigkeit ihres Zustandes nach etwa 40 Jahren erforderlich werden kann. Weiterhin müssen bei langen Nutzungsdauern gegebenenfalls auch die Fundamente und Erdungsanlagen der Maste saniert werden.

## 6.2 Drehstrom-Kabel

### 6.2.1 Wartung und Instandhaltung

Drehstrom-Kabel sind nach der Verlegung praktisch wartungsfrei. Die Wartungsarbeiten beschränken sich somit im Wesentlichen auf die regelmäßige Kontrolle der Crossbonding-Kästen sowie der notwendigen Sekundärtechnik (z. B. Schutzgeräte, Teilentladungsmessung). Außerdem muss die Trasse während der Nutzungsdauer des Kabels von tiefwurzelnenden Pflanzen freigehalten werden.

### 6.2.2 Nutzungsdauer

Der Isolierstoff von Kabeln ist thermischen, mechanischen und elektrischen Beanspruchungen ausgesetzt. Diese führen zur Alterungseffekten und begrenzen somit die Nutzungsdauer der Kabel. Wird das Kabel während seiner Betriebszeit zusätzlich zu den normalen Betriebsbelastungen auch noch Überspannungen oder Überlastungen bzw. Kurzschlüssen mit Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur ausgesetzt, so wirkt sich dies negativ auf die Nutzungsdauer aus.

Da die heute üblichen VPE-Kabelsysteme erst seit wenigen Jahren für die Höchstspannungsebene zur Verfügung stehen, sind noch keine ausreichenden Erfahrungen zur maximalen Nutzungsdauer vorhanden. Ausgehend von den Erfahrungen mit den schon länger eingesetzten 110-kV-VPE-Kabeln geht man heute von einem Erwartungswert von etwa 40 Jahren aus.

## 6.3 HGÜ

### 6.3.1 Wartung und Instandhaltung

Die notwendigen Wartungsarbeiten an der Übertragungsleitung selbst entsprechen je nach gewähltem Übertragungssystem den Erfordernissen der Drehstrom-Freileitung und -Kabel. Im Gegensatz zur Drehstromtechnik muss bei der HGÜ der Mehraufwand für die Wartung der Konverterstationen berücksichtigt werden. Der Wartungsaufwand für einen HGÜ-Konverter wird laut [32] im Wesentlichen durch die Wartung der Nebenanlagen, wie z.B. der Kühlanlage und der AC-Leistungsschalter geprägt. Zu den regelmäßig notwendigen Arbeiten zählt weiterhin aber auch die Wartung des Gleichstromteils, wie z. B. der regelmäßige Austausch defekter Halbleiterventile. In [32] wird für den Konverter einer VSC-HGÜ ein Wartungsbedarf von etwa 200-400 Arbeitsstunden pro Jahr, abhängig von der Konverterleistung, angegeben. Da die Arbeiten nur zum Teil unter Spannung erfolgen können, muss die HGÜ in regelmäßigen Abständen für Wartungszwecke abgeschaltet werden. Am Beispiel eines 350-MW-VSC-Umrichters wird in [32] ausgeführt, dass die Anlage typischerweise alle zwei Jahre für etwa 60 Stunden abgeschaltet werden muss. Für die klassische HGÜ kann aus [42], [43] und [44] eine typische wartungsbedingte Abschaltung von ca. 200 h pro Jahr ermittelt werden (siehe auch Abschnitt 5.3). Dieser im Vergleich zur VSC-HGÜ erheblich größere

Wartungsaufwand resultiert vermutlich aus dem höheren Zeitaufwand für die Wartung der umfangreichen Netzfilter der klassischen HGÜ.

### 6.3.2 Nutzungsdauer

Bei der Angabe der Nutzungsdauer von HGÜ-Anlagen kann zwischen dem Übertragungssystem und den Konvertern unterschieden werden. Die Nutzungsdauer des Übertragungssystems richtet sich nach der eingesetzten Technologie (Kabel oder Freileitung) und kann aus den Angaben für die Drehstrom-Übertragungsleitungen abgeleitet werden (siehe auch Abschnitte 6.1.2 und 6.2.2).

Langzeiterfahrungen, aus denen die maximale Nutzungsdauer von HGÜ-Konvertern abgeleitet werden können, existieren heute nur für die klassische HGÜ auf Basis von Thyristoren, da diese bereits seit Mitte der 1970er Jahre eingesetzt wird. Für die neuere Technologie der VSC-HGÜ kann die Nutzungsdauer dagegen nur aus den Erfahrungen mit der klassischen HGÜ abgeleitet werden.

Eine Auswertung von z. B. [43] zeigt, dass die ältesten klassischen HGÜ-Anlagen seit etwa 30 bis 40 Jahren in Betrieb sind. Hersteller von HGÜ-Systemen geben unter der Voraussetzung einer regelmäßigen Wartung eine Nutzungsdauer von etwa 40 Jahren an.

## 7 Zusammenfassung

Im vorliegenden Teilbericht wurden für Drehstrom-Freileitungen und –Kabel sowie für die netz- und selbstgeführte HGÜ mit Kabel der Stand der Technik, sowie der Aufbau und die für die Errichtung notwendigen Bauarbeiten vorgestellt. Weiterhin wurden die Berechnungsgrundlagen für die Bestimmung des Übertragungsverhaltens und der auftretenden Verluste und die bei den verschiedenen Betriebsmitteln anzusetzenden Betriebskonstanten vorgestellt sowie das hieraus resultierende Betriebsverhalten anhand von Beispielen aufgezeigt.

Die Drehstrom-Freileitung ist mit einem Anteil von mehr als 99,7 % der Stromkreislänge in der Höchstspannungsebene das in Deutschland meistverbreitete Übertragungssystem. Dementsprechend liegen hier auch die meisten Erfahrungswerte und die insgesamt größte Betriebserfahrung vor. Da Freileitungen in Deutschland schon seit 1923 für eine Betriebsspannung bis zu 220 kV und seit 1952 für 380 kV eingesetzt werden, stehen ausreichende Langzeiterfahrungen für HÖS-Drehstrom-Freileitungen zur Verfügung, die auf eine hohe Nutzungsdauer von 80 Jahren und mehr schließen lassen. Zukünftig sind keine größeren Entwicklungssprünge zu erwarten.

Die große Verbreitung der Drehstrom-Freileitung ist darauf zurückzuführen, dass sie durch ihren vergleichsweise einfachen Aufbau schnell, einfach und vergleichsweise kostengünstig errichtet werden kann. Hierbei zeigt sie ein hohes Maß an Flexibilität und kann durch eine geeignete Wahl der Maststandorte einfach an die örtlichen Verhältnisse angepasst werden. Dies wird besonders bei der Querung von Verkehrswegen und natürlichen Hindernissen, wie Flüssen oder kleineren Seen, deutlich, die in der Regel überspannt werden können. Aufgrund der großen Isolationsabstände zwischen den Leiterseilen und gegenüber der Erde weist die Drehstrom-Freileitung einen breiten und hohen Aufbau mit typischen Masthöhen und -breiten von ca. 54 m bzw. ca. 30 m (Donaumast) auf. Entlang der Trasse muss ein etwa 70 m breiter Schutzstreifen von hochwachsendem Bewuchs freigehalten werden.

Die Drehstrom-Freileitung zeigt ein gutes und besonders robustes elektrisches Betriebsverhalten. Durch die im Vergleich zum Drehstrom-Kabel geringen Leiter-Erde-Kapazitäten ist eine Querkompensation je nach Netzverhältnissen in der Regel erst ab Längen von 300 km und mehr erforderlich. Allerdings sind dann auch Reihenkondensatoren als Längskompensation einzusetzen, um den Spannungsabfall bzw. die Spannungswinkeldifferenz nicht zu groß werden zu lassen. Mit beiden Maßnahmen können 380-kV-Freileitungen bis zu Leitungslängen von 500 km und mehr mit einer hohen Übertragungsleistung eingesetzt werden.

Drehstrom-Freileitungen sind durch ihr gutes thermisches Verhalten sehr gut überlastbar und zeigen eine wesentlich höhere Verfügbarkeit als Kabelanlagen. Diese ist insbesondere auf die selbstheilende Luftisolation und der daraus resultie-



renden Möglichkeit des Einsatzes der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) nach Lichtbogenfehlern sowie auf die verhältnismäßig einfache und schnelle Reparatur zurückzuführen.

Drehstrom-VPE-Erdkabel werden im Gegensatz zu Freileitungen in der Höchstspannungsebene erst seit 1986 und bislang nur auf verhältnismäßig kurzen Strecken in hauptsächlich großstädtischen Netzen eingesetzt. Dementsprechend verfügen die Netzbetreiber nur über geringe Erfahrungen mit dieser Technologie, insbesondere im Hinblick auf das Langzeitverhalten. Trotzdem gilt die Technologie als ausgereift, und es werden keine größeren Entwicklungssprünge in der nächsten Zeit erwartet. Die maximale Nutzungsdauer von VPE-Kabeln wird in der Regel über die Erfahrungen mit den schon länger eingesetzten 110-kV-VPE-Kabeln abgeschätzt und liegt aufgrund der Alterungseffekte und hohen elektrischen Belastung der Kabelisolation mit etwa 40 Jahren bei etwa der Hälfte der bei Freileitungen möglichen Nutzungsdauer.

Die Verlegung von Erdkabeln ist aufgrund der umfangreichen Erdbauarbeiten aufwendiger und teurer als die Errichtung von Freileitungen. Je nach Anzahl der eingesetzten Systeme ist die Schaffung von Kabelgräben mit Sohlenbreiten von etwa 10 m und mehr und einer Tiefe von etwa 1,75 m erforderlich. Der hierbei anfallende Bodenaushub von bis zu 30 m<sup>3</sup> pro laufenden Meter ist neben der Trasse zu lagern und kann in der Regel nicht wieder vollständig eingefüllt werden, da die Kabel zur Verbesserung der Wärmeabfuhr in ein thermisch stabilisierendes Bettungsmaterial (in der Regel Magerbeton) eingebracht werden müssen. Für den An- und Abtransport dieses Materials sind dementsprechend auf einer, gegebenenfalls auch auf beiden Seiten der Kabeltrasse Baustraßen erforderlich. Dies kann in Abhängigkeit von den örtlichen Verhältnissen zu Trassenbreiten von bis zu 50 m in der Bauphase führen. Auch nach Fertigstellung der Übertragungsleitung bestehen oberhalb des Kabels auf einem Streifen von bis zu 20 m Nutzungseinschränkungen, da hier zum Schutz der Kabel weder die Anpflanzung tiefwurzelnder Pflanzen noch eine Bebauung zugelassen werden können.

Das Übertragungsverhalten von Drehstrom-VPE-Erdkabeln wird insbesondere durch ihre im Vergleich zur Freileitung geringere Belastbarkeit und die wesentlich höheren Leiter-Erde-Kapazitäten (ca. Faktor 17) bestimmt. Durch die geringere Belastbarkeit kann ein Kabel einen thermischen Engpass darstellen, so dass eine gegenüber den eingesetzten Freileitungssystemen erhöhte Anzahl an Kabelsystemen verlegt werden muss, um die Übertragungsleistung der Freileitung zu erreichen. Durch die hohen Leiter-Erde-Kapazitäten wird die Übertragungsleistung der Drehstrom-Kabel aufgrund der damit verbundenen hohen Ladeströme bereits für kurze Leitungslängen spürbar begrenzt, so dass schon ab Übertragungsentfernungen von 25-30 km eine Querkompensation erforderlich wird. Hierzu sind in regelmäßigen Abständen Kompensationsdrosselpulen entlang der Kabeltrasse aufzustellen, die zusätzliche Verluste entstehen lassen und durch die in der Regel ange-



wandte Freiluftbauweise und die daraus resultierenden großen Isolationsabstände zu vergleichsweise großen überirdischen Bauwerken führen.

Die Verfügbarkeit von 380-kV-Kabeln ist trotz des durch die Erdverlegung potentiell besseren Schutzes vor mechanischer Beschädigung und höherer Gewalt deutlich geringer als die von Freileitungen. Die im Vergleich zur Freileitung niedrigere Verfügbarkeit ist auf die hohe Ausfalldauer zurück zu führen. Ein Kabelschaden mit einem Durchschlag der Isolation führt stets zu einem Ausfall des Kabels. Die dann folgende Reparatur dauert im Vergleich zur Reparatur von Freileitungsschäden erheblich länger (> 25 Tage), da zunächst der Fehlerort bestimmt werden muss, Tiefbauarbeiten zur Freilegung der Kabel notwendig werden und die vergleichsweise lange Montagezeit für den Einbau eines kurzen Ersatzkabels inklusive der Muffenmontage und die Zeitdauer für die nachfolgende Hochspannungsprüfung hinzu kommen.

Betrachtet man die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, so ist zwischen der klassischen netzgeführten LCC-HGÜ und der selbstgeführten VSC-HGÜ zu unterscheiden. Die netzgeführte LCC-HGÜ kann technologiebedingt nur in Verbindung mit Freileitungen oder den aus Gründen des Umweltschutzes umstrittenen ölhaltigen Papier-Masse-Kabeln eingesetzt werden. Bei der selbstgeführten VSC-HGÜ können dagegen auch die aus Sicht der Betriebsführung und des Umweltschutzes vorteilhafteren VPE-Kabel eingesetzt werden. Die VSC-HGÜ stellt eine vergleichsweise neue Technologie dar, die erst seit wenigen Jahren und auch weltweit bisher nur auf wenigen Strecken als Punkt-zu-Punkt-Verbindung (z. B. Seekabelverbindungen) oder zum Anschluss der weit in der Nordsee gelegenen Offshore-Windparks eingesetzt wird. Ein Einsatz im vermaschten Verbundnetz ist bisher noch nicht erfolgt, so dass entsprechende Betriebserfahrungen fehlen.

Der Vorteil der HGÜ- gegenüber der Drehstromtechnik liegt darin, dass sich mit ihr elektrische Energie über sehr große Entfernungen ohne die negativen Effekte durch die bei der Drehstromübertragung auftretende Blindleistung übertragen lässt. Hierdurch besitzt die HGÜ für die aus technischer Sicht in Frage kommenden Übertragungsleistungen und -entfernungen praktisch keine Längenbegrenzung. Sie eignet sich damit in besonderem Maße für den Einsatz als Seekabel, z. B. für die Netzanbindung weit von der Küste entfernter Offshore-Windparks oder die Schaffung von Verbindungen zwischen Skandinavien und dem kontinentaleuropäischen Höchstspannungsnetz oder aber auch als Punkt-zu-Punkt-Verbindung für den großräumigen Energietransport innerhalb des vermaschten europäischen Verbundnetzes. Im Vergleich zu den Drehstrom-Kabeln muss bei der HGÜ pro Übertragungssystem ein Kabel weniger verlegt werden, wodurch sich für die HGÜ eine schmalere Trasse mit den entsprechend geringeren Bauarbeiten und geringeren späteren Nutzungseinschränkungen ergibt.

Charakteristisch für die HGÜ ist, dass an den Leitungsenden stets Konverterstationen zu errichten sind, die nicht nur einen vergleichsweise großen

Platzbedarf haben, sondern auch zusätzliche Investitions-, Verlust,- und Betriebskosten verursachen. Für die Erstellung zusätzlicher Abgänge entlang der HGÜ-Trasse sind für die Leistungsauskopplung stets zusätzliche Konverterstationen zu errichten, die ebenfalls zusätzliche Investitionen, Verluste und Betriebskosten verursachen. Hinzu kommt, dass die zur Schaffung eines vermaschten Gleichstromnetzes notwendigen Gleichstrom-Leistungsschalter heute noch nicht am Markt verfügbar sind, so dass der Bau von solchen Multi-Terminal-Systemen zurzeit noch nicht sinnvoll ist, da z. B. ein Kurzschluss auf einem Gleichstrom-Kabel die Abschaltung des gesamten Gleichstromnetzes erforderlich machen würde. Die Anwendbarkeit der HGÜ ist damit nach heutigem Stand auf die Schaffung von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen beschränkt. Durch die Konverterstationen entstehen weiterhin ein höherer Wartungsaufwand und eine nochmals geringere Verfügbarkeit als beim Drehstrom-Kabel. Letztere resultiert daraus, dass die HGÜ in regelmäßigen Abständen für Wartungsarbeiten abgeschaltet werden muss. Die Nutzungsdauer einer VSC-HGÜ wird aufgrund der nicht vorhandenen Erfahrungswerte mit etwa 40 Jahren abgeschätzt.

Die VSC-HGÜ erreicht mit einer maximalen Leistung von etwa 1000-1200 MW bei einer Übertragungsspannung von  $\pm 320$  kV heute noch nicht die Leistungsfähigkeit der Drehstrom-Freileitung. Mit der Weiterentwicklung der Gleichstrom-Kabel hin zu noch größeren Übertragungsspannungen sind zukünftig jedoch noch größere Übertragungsleistungen zu erwarten.

In Bezug auf die Spannungshaltung im Netz besitzt die VSC-HGÜ Vorteile gegenüber den Drehstromsystemen, da sie in der Lage ist, ihre Blindleistungsabgabe oder –aufnahme an beiden Leitungsenden stufenlos zu regeln. Sie kann damit aktiv zur Spannungshaltung im Netz beitragen. Im Fehlerfall liefert die HGÜ im Vergleich zur HDÜ aufgrund ihres geringen Kurzschlussstroms einen deutlich geringeren Beitrag zur Spannungsstützung.

Die Fähigkeit der HGÜ, die Wirkleistungsübertragung zu regeln, kann in hochausgelasteten Netzen genutzt werden, da sich hiermit der Leistungsfluss im Netz beeinflussen lässt und so bestimmte Netzteile gezielt entlastet werden können. Gegenüber dieser ständig durchzuführenden aktiven Leistungsregelung bei der HGÜ stellt sich bei der Drehstromtechnologie der Leistungsfluss automatisch entsprechend den Impedanzverhältnissen ein, was die Netzbetriebsführung im Vergleich einfacher macht. Aus Sicht der Netzbetriebsführung ist auch die grundsätzliche Möglichkeit der Überlastbarkeit der Drehstrom-Freileitung und Drehstrom-Kabel (bei Einsatz des Temperaturmonitorings) positiv hervorzuheben. Die HGÜ ist demgegenüber nicht überlastbar.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] BDEW, VDEW, VDN, Verkabelungsgrad des deutschen Stromnetzes, 2010.
- [2] B. Oswald, "Grundlagen der Elektrischen Energieversorgung," Leibniz Universität Hannover, Vorlesungsskript 2007.
- [3] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8th ed. Wiesbaden: Vieweg und Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2010.
- [4] B. Oswald, "Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz," Hannover, Oldenburg, 2005.
- [5] Tennet TSO GmbH. (2011, März) [Online]. [www.tennetso.de](http://www.tennetso.de)
- [6] Pfisterer. (2011, Februar) [Online]. [www.pfisterer.de](http://www.pfisterer.de)
- [7] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., VDE-Positionspapier. Übertragung elektrischer Energie, 2010.
- [8] K. Lehmann, Folien zur Vorlesung Elektrische Energieversorgung 1, 2011, Fachhochschule Lausitz.
- [9] D. Oeding and B.R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2004.
- [10] G. Hosemann, Ed., *Elektrische Energietechnik. Band 3: Netze*, 30th ed. Berlin, Heidelberg, New York, Barcelona, Hongkong, London, Mailand, Paris, Singapur, Tokio: Springer-Verlag, 2001.
- [11] R. Flösdorff and G. Hilgarth, *Elektrische Energieverteilung*, 5th ed. Stuttgart: B.G. Teubner, 1986.
- [12] RWE Transportnetz Strom GmbH, Geplante 110- / 380-kV-Hochspannungsfreileitung Niederrhein/ Wesel - Bundesgrenze (Doetinchen/ NL), Bl 4221 u. 4222, Unterlage zum Raumordnungsverfahren, 28. August 2009.
- [13] Amprion GmbH. (2011, März) [Online]. [www.amprion.de](http://www.amprion.de)
- [14] E. Peschke and R. von Olshausen, *Cable Systems for High and Extra-High Voltage*. Erlangen: Publicis MCD Verlag, 1999.
- [15] H. Ritter and A. Veigl, "Aspekte des Projekts "380-kV-Salzburgleitung", " Austrian Energy Agency, Wien, 2007.
- [16] H. U. Paul, "Kabel oder Freileitung? Eine kontroverse Diskussion," Groß Dünken, Informationsveranstaltung zum Ausbau des Hoch- und Höchstspannungsnetzes 2007.
- [17] B. Oswald, "380-kV-Salzburgleitung, Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach," Leibniz Universität Hannover, Wien, Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH 2009.
- [18] P. Argaut and S. D. Mikkelsen, "New 400 kV Underground Cable System Project in Jutland (Denmark)," in *JICABLE'03 - International Conference on Insulated Power Cables*, Paris, 2003.
- [19] L. Heinhold and R. Stubbe, *Kabel und Leitungen für Starkstrom*. Erlangen: Publicis MCD Verlag, 1999.

- [20] H. Brakelmann and I. Erlich, "Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus," Sachverständigenrat für Umweltfragen, Rheinberg/Mülheim, Materialien zur Umweltforschung 41 März 2010.
- [21] Energietechnische Gesellschaft von Electrosuisse, in *ETG-Fachtagung "Freileitungen und Kabel"*, Zürich, 02. April 2009.
- [22] DIN 4124: Baugruben und Gräben - Böschungen, Verbau, Arbeitsraumbreiten, Ausgabe 2002-10.
- [23] Firma Lucas. (2011, Februar) [Online]. [www.lucas.com.au](http://www.lucas.com.au)
- [24] IEC 62067: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ( $U_m = 170$  kV) up to 500 kV ( $U_m=550$  kV) - Test methods and requirements, 2006-06, Edition 1.1.
- [25] IPH Berlin, IPH Report 2/05, 2005.
- [26] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - ENLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist.
- [27] Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde (Niedersächsisches Erdkabelgesetz) vom 13. Dezember 2007, veröffentlicht in Nds. GVBl. Nr. 40/2007, ausgegeben am 18.12.2007.
- [28] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW e.V.), *VDEW-Ringbuch Schutztechnik: Richtlinien für die Kurzunterbrechung in elektrischen Netzen*. Frankfurt (Main): Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H., 1987.
- [29] Siemens AG. (2011, März) Siemens Pressebilder. [Online]. [www.siemens.com](http://www.siemens.com)
- [30] Deutsche Energie-Agentur (dena), "dena-Netzstudie II," Berlin, Endbericht 2010.
- [31] ABB. (2011, April) [Online]. [www.abb.com](http://www.abb.com)
- [32] ABB. (2011, Februar) It's time to connect - Technical description of HVDC Light technology. [Online]. [www.abb.de](http://www.abb.de)
- [33] Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V., "Elektrische Hochleistungsübertragung und -verteilung in Verdichtungsräumen," Mannheim, Studie 1977.
- [34] Netzverluste. Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung., Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke VDEW.
- [35] B. R. Oswald and L. Hofmann, "Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar," Leibniz Universität Hannover, Hannover, Gutachten im Auftrag der transpower stromübertragungs gmbh 20.03.2010.
- [36] transpower stromübertragungs gmbh,.
- [37] DIN EN 50182: Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrische verseilten runden Drähten, Ausgabe 2001-12.
- [38] Siemens, "Projektierung der 380-kV-Elbekreuzung der Nordwestdeutsche Kraftwerke AG," *Siemens Energietechnik 1*, vol. Heft 1, no. 1979, pp. 13-17,

1979.

- [39] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass Höhere Gewalt, 21.04.2011.
- [40] FGH, Sonderauswertung der VDN-Störungsstatistik zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskenndaten., Mai 2004.
- [41] H. Vennegeerts et al., "Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz," Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Forschungsgesellschaft Energie (FGE) e.V. ; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. ; Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Aachen, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit August 2007.
- [42] I. Vancers, D. J. Christoffersen, A. Leirbukt, and M. G. Bennett, "A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2001-2002," cigre Working Group B4.04, Paris, Bericht B4-201 2004.
- [43] I. Vancers, D. J. Christofersen, A. Leirbukt, and M. G. Bennett, "A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2003-2004," CIGRE Working Group B4.04, Paris, CIGRE report 2006 B4-202 2006.
- [44] I. Vancers, D. J. Christofersen, A. Leirbukt, and M. G. Benett, "A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2005-2006," CIGRE Working Group B4.04, Paris, CIGRE report 2004 B4-119 2008.
- [45] L. Hofmann, "Technische Randbedingungen beim Einsatz und Betrieb von Freileitungen und Erdkabeln," Leibniz Universität Hannover, Göttingen, Vortrag im Rahmen des EFZN-Workshops "Aktuelle Fragen des Planungsrechts" 2009.
- [46] European Network of Transmission System Operators fpr Electricity, Statistical Yearbook 2009, 2009.
- [47] 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV). Bundesgesetzblatt Jahrgang 1996, Teil 1, Nr 66, 16.12.1996.

# Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

## Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
- Teil II: Thermische Berechnungen**
- Teil III: Elektrische und magnetische Felder
- Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. M. Mohrmann  
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 137 Seiten.

Hannover, 31.12.2011



# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Rahmenbedingungen</b>	<b>93</b>
1.1 Normen	93
1.2 Untersuchungen	93
1.3 Kabel	94
1.4 Kabellegung und Grabenprofile	95
1.4.1 Kabellegung	95
1.4.2 Direkte Legung und Legung in Kabelschutzrohranlage	95
1.4.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HDÜ	96
1.4.4 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ	97
1.5 Erdreich	98
1.6 Thermische Bettung	98
1.7 Umgebung (Luft)	98
<b>2 Dimensionierung und Verlustmechanismen</b>	<b>100</b>
2.1 Übertragungsleistung	100
2.2 Verluste	100
2.3 Belastungsgrad	100
<b>3 Grundlagen Wärmeübertragung</b>	<b>102</b>
3.1 Wärmetransportmechanismen	102
3.2 Stationäres Wärmemodell	102
3.3 Wärmewiderstände	103
3.3.1 Kabel	103
3.3.2 Erdreich	103
3.3.3 Erdbodenaustrocknung	104
<b>4 Simulationsergebnisse</b>	<b>107</b>
4.1 Allgemeines und Übersicht	107
4.2 HDÜ: Maximal übertragbare Leistungen	109
4.2.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	109
4.2.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	111
4.2.3 Variante 3: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben	112
4.3 HDÜ: Maximale Temperaturen	114
4.3.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	114
4.3.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	117
4.3.3 Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben	120
4.3.4 Variante 1-3: (n-1)-Fall	123
4.4 HGÜ: Maximal übertragbare Leistungen	126
4.4.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	126
4.4.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	128
4.4.3 Variante 3 - getrennte Kabelgräben	130

4.5	HGÜ: Maximale Temperaturen	131
4.5.1	Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	132
4.5.2	Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	135
4.5.3	Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben	138
4.5.4	Variante 1-3: (n-1)-Fall	142
4.6	HGÜ: Alternativer Leiterquerschnitt	142
4.6.1	Maximal übertragbare Leistungen	142
4.6.2	Maximale Temperaturen	145
4.7	HGÜ: Alternatives Bettungsmaterial	147
4.8	Modelltrasse	148
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b>	<b>150</b>
<b>6</b>	<b>Literatur</b>	<b>152</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b>	<b>153</b>
7.1	HDÜ: Maximale Temperaturen	153
7.1.1	Variante 1	153
7.1.2	Variante 2	165
7.1.3	Variante 3	177
7.2	HGÜ: Maximale Temperaturen	190
7.2.1	Variante 1	190
7.2.2	Variante 2	202
7.2.3	Variante 3	214

# 1 Rahmenbedingungen

Die thermischen Berechnungen und Untersuchungen basieren auf den im Folgenden aufgeführten Rahmenbedingungen und Vorgaben, die aus den einschlägigen Normen resultieren.

Die Vorgaben und Rahmenbedingungen beziehen sich auf den Belastungsgrad, die Anordnungen der Kabel im Erdboden, insbesondere die Legetiefe sowie Kabelmitten- und Kabelsystemabstände, die Leiterquerschnitte sowie die von den verschiedenen Erdbodenarten und der Bettung der Kabel abhängigen spezifischen thermischen Erdbodenwiderstände. Die Vorgaben, Rahmenbedingungen und Kabelgrabenprofile für die Hochspannungsdrehstrom- und die Hochspannungsgleichstromübertragung sind mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt worden.

## 1.1 Normen

Die Berechnungen sind entsprechend den folgenden Normen, die bei der Planung und Auslegung von Kabelsystemen zu beachten sind, durchgeführt worden:

- IEC-Norm 60287-1-1: Electric cables – Calculation of the current rating [2]
- IEC-Norm 60287-2-1: Electric cables – Calculation of the current rating [3]
- IEC-Norm 60228: Conductors of insulated cables [4]
- IEC-Norm 60853: Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables [5]

## 1.2 Untersuchungen

Die Untersuchungen werden für die Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) und die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) im Hinblick auf zwei unterschiedliche Zielstellungen durchgeführt

- Bestimmung der maximal übertragbaren Leistung für die verschiedenen Kabelgrabenprofile
- Ermittlung der maximal auftretenden Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA (HDÜ) bzw. 3000 MW (HGÜ) für die unterschiedlichen Kabelgrabenprofile im Normal- und im (n-1)-Betrieb

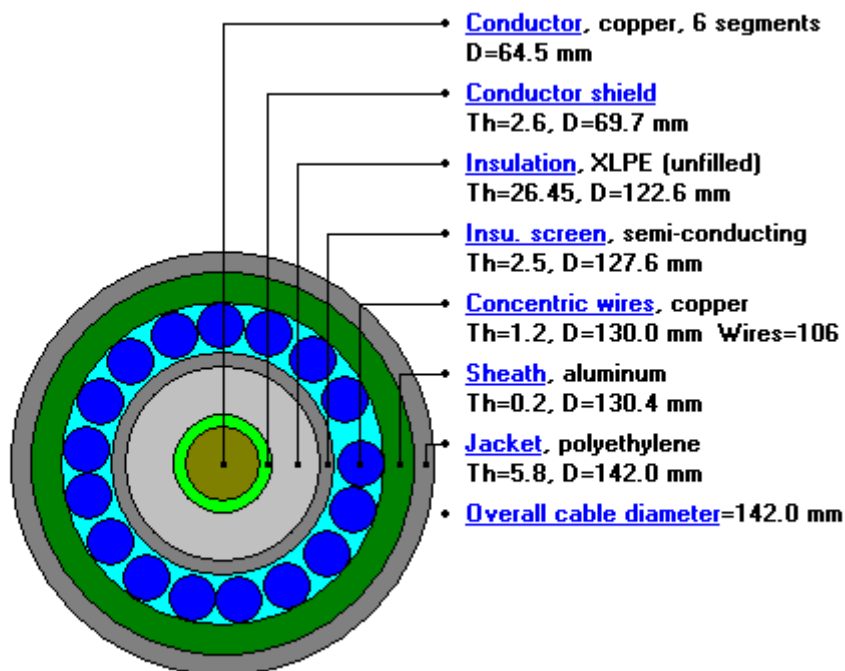
Dabei werden verschiedene Erdbodenarten durch Variation der spezifischen thermischen Erdbodenwiderstände, die Auswirkungen einer thermischen Bettung und auch die Kabellegung in PE-Schutzrohren berücksichtigt.

Im Normalbetrieb wird jedes Kabelsystem mit dem gleichen Strom beaufschlagt, d. h. es wird eine Parallelschaltung der Einzelsysteme und eine daraus resultierende symmetrische Lastaufteilung angenommen.

Im (n-1)-Betrieb der Drehstromübertragung wurde das worst-case-Szenario mit dem Ausfall eines Stromkreises, d. h. dem Ausfall von zwei Kabelsystemen jeweils auf der linken Seite eines Kabelgrabenprofils betrachtet. Im (n-1)-Betrieb der Gleichstromübertragung wurde der Ausfall eines Teilkonverters unterstellt. Auch in diesen Betriebszuständen wird von einer symmetrischen Lastverteilung und somit gleichen Strömen in den verbleibenden Systemen ausgegangen.

### 1.3 Kabel

Allgemeine Angaben zu Höchstspannungs-Drehstrom-Kabeln, deren Aufbau und Betriebsverhalten können dem Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil I: „Übersicht über die Betriebsmittel“, Abschnitt 1.4 entnommen werden. In den Untersuchungen werden vier parallele Drehstrom-Kabelsysteme bestehend aus Kupferkabeln mit Leiterquerschnitten von  $2500 \text{ mm}^2$  betrachtet. In **Abbildung 1.1** ist der Aufbau dieses  $2500 \text{ mm}^2$  Kupferkabels dargestellt, wie es mit dem verwendeten Berechnungsprogramm [9] nachgebildet wird.

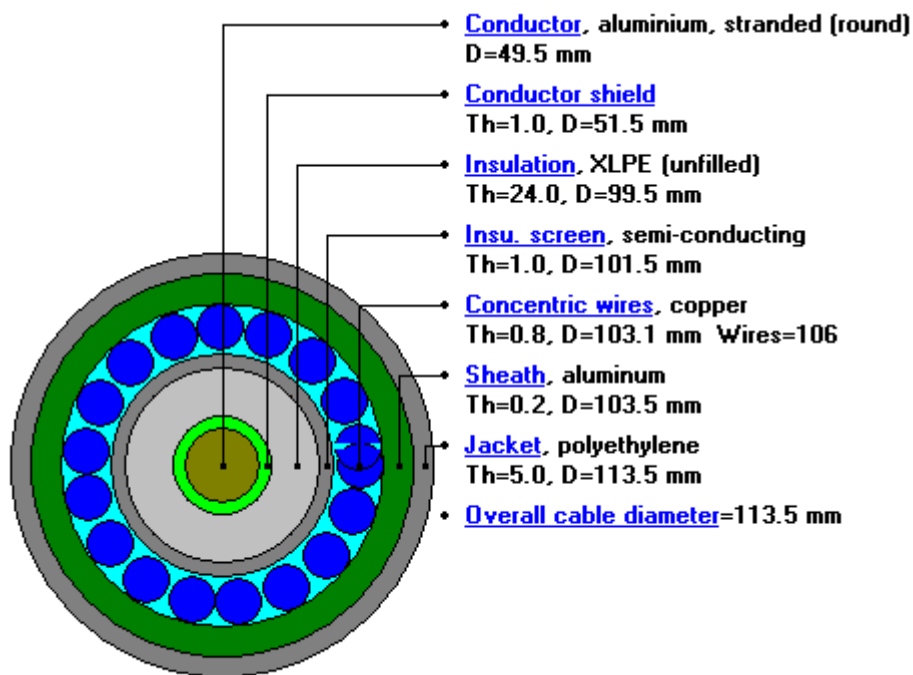


**Abbildung 1.1** Aufbau eines  $2500 \text{ mm}^2$  Drehstromkupferkabels, Nennspannung 380 kV

Die Nennspannung der Drehstrom-Kabeltrasse beträgt 380 kV. Die Kabel haben eine vernetzte VPE-Isolierung und einen PE-Schutzmantel gegen äußere Einflüsse. Die dauernd zulässige Temperatur der verwendeten VPE-Isolierung (Insulation in **Abbildung 1**) liegt bei  $90^\circ\text{C}$  und begrenzt somit die zulässige Betriebstemperatur des Kupferleiters (Conductor in **Abbildung 1**) auf ebenfalls  $90^\circ\text{C}$ .

Für die Untersuchungen der Energieübertragung mittels HGÜ werden vier parallele Gleichstromkabelsysteme bestehend aus Aluminiumkabeln mit Leiterquerschnitten von  $1600 \text{ mm}^2$  betrachtet. In **Abbildung 1.2** ist der Aufbau eines  $1600 \text{ mm}^2$  Gleichstromaluminiumkabels dargestellt.

Die Nennspannung der HGÜ beträgt  $\pm 320 \text{ kV}$ . Die Kabel sind mit einer VPE-Isolierung und einen PE-Schutzmantel gegen äußere Einflüsse versehen. Ihre dauernd zulässige Betriebstemperatur liegt ebenfalls bei  $90^\circ\text{C}$ .



**Abbildung 1.2** Aufbau eines  $1600 \text{ mm}^2$  Gleichstromaluminiumkabels, Nennspannung  $\pm 320 \text{ kV}$

## 1.4 Kabellegung und Grabenprofile

### 1.4.1 Kabellegung

Die Kabellegung soll im Cross-Bonding-Verfahren für alle Varianten der HDÜ- und HGÜ- Kabelgrabenprofile in der gleichen Legetiefe erfolgen. Der geometrische Aufbau der Varianten, d. h. Legetiefe sowie Kabel- und Systemabstände, kann für die HDÜ den in Abschnitt 1.4.3 und für die HGÜ den in Abschnitt 1.4.4 dargestellten Grabenprofilen entnommen werden. Diese Kabelgrabenprofile spiegeln typische grundsätzliche Anordnungen von Kabelsystemen wider.

### 1.4.2 Direkte Legung und Legung in Kabelschutzrohranlage

Es werden Untersuchungen zu unterschiedlichen Arten der Kabellegung durchgeführt. Dies sind die direkte Legung mit und ohne thermische Bettung und die Le-

gung in Kabelschutzrohranlagen. Die verwendeten PE-Schutzrohre besitzen jeweils einen Außendurchmesser von 220 mm und eine Wandstärke von 7 mm.

### 1.4.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HDÜ

Hinsichtlich der Kabellegung in den Gräben wird für die HDÜ im Folgenden zwischen drei Varianten unterschieden:

## Variante 1: Äquidistante Legung

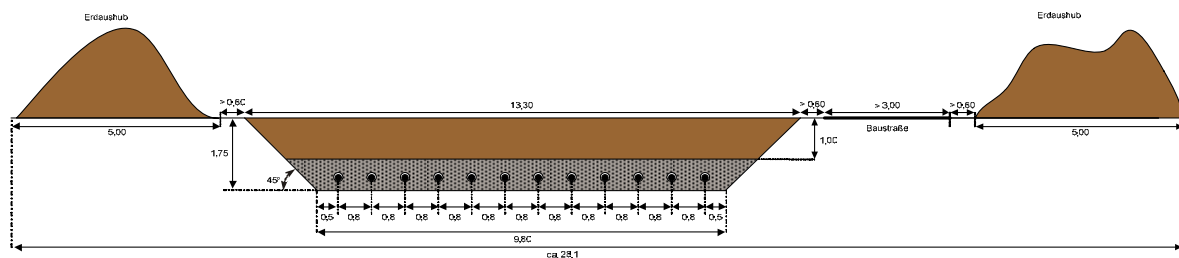
Legung von insgesamt vier Systemen, wobei die Abstände zwischen den Kabeln (Kabelmittenabstände) einheitlich 0,8 m betragen (siehe **Abbildung 1.3**).

### Variante 2: 2x2 Systeme äquidistant verlegt

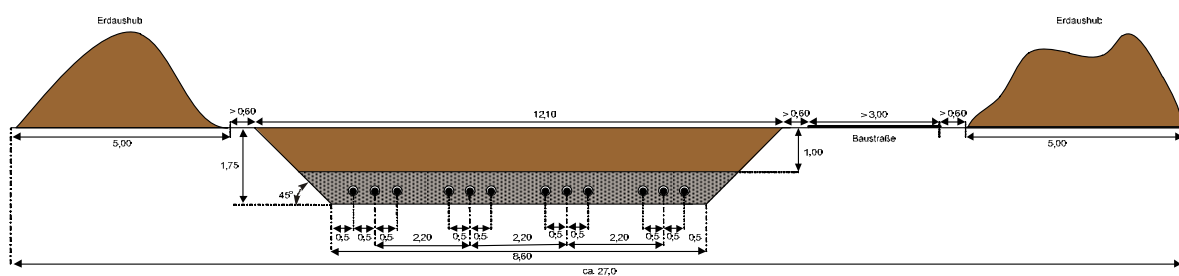
Legung von insgesamt vier Systemen, wobei diese einen Systemmit-  
tenabstand von 2,2 m zueinander aufweisen. Die Kabelmittenab-  
stände betragen einheitlich 0,5 m (siehe **Abbildung 1.4**).

### Variante 3: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

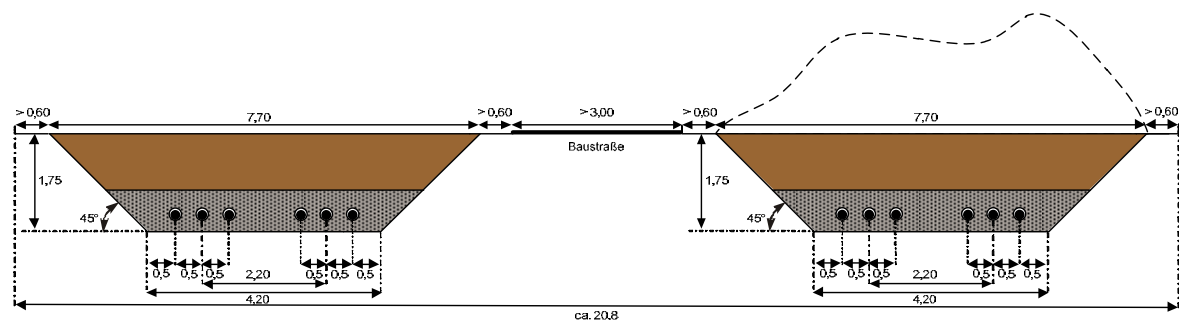
Legung wie in Variante 2, aber mit einem Mittenabstand der beiden Doppelsysteme von 11,9 m (siehe **Abbildung 1.5**).



**Abbildung 1.3** Grabenprofil 1 - Äquidistante Legung der Kabel



**Abbildung 1.4** Grabenprofil 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt



**Abbildung 1.5** Grabenprofil 3 – getrennte Kabelgräben



#### 1.4.4 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ

Für die HGÜ wird hinsichtlich der Kabellegung in den Gräben ebenfalls zwischen drei Varianten unterschieden:

##### Variante 4: Äquidistante Legung

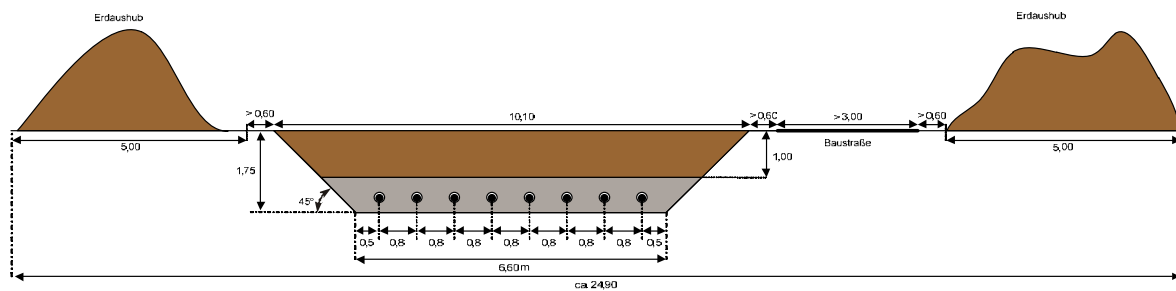
Legung von insgesamt vier Systemen, wobei die Kabelmittenabstände einheitlich 0,8 m betragen (siehe **Abbildung 1.6**).

##### Variante 5: 2x2 Systeme äquidistant verlegt

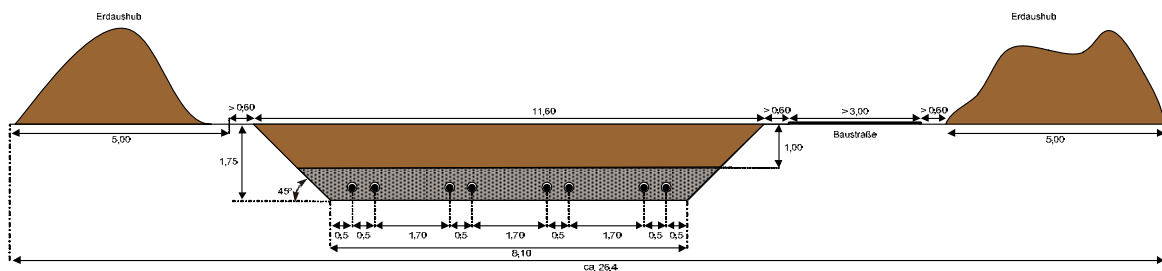
Legung von insgesamt vier Systemen, wobei diese einen Systemmittenabstand von 2,2 m zueinander aufweisen. Die Kabelmittenabstände betragen einheitlich 0,5 m (siehe **Abbildung 1.7**).

##### Variante 6: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

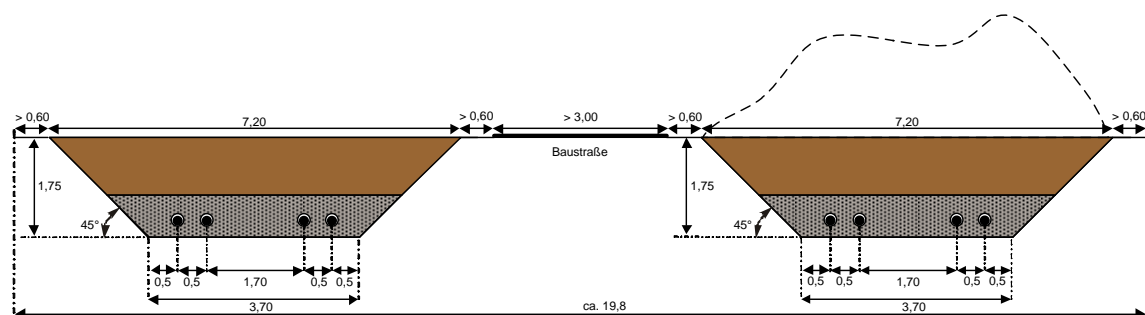
Legung wie in Variante 2, aber mit einem Systemmittenabstand der beiden Doppelsysteme von 11,4 m (siehe **Abbildung 1.8**).



**Abbildung 1.6** Grabenprofil 1 – Äquidistante Legung der Kabel



**Abbildung 1.7** Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt



**Abbildung 1.8** Grabenprofil 3 – getrennte Kabelgräben

## 1.5 Erdreich

Es wird angenommen, dass der Erdboden jeweils aus einer einheitlichen Erdbodenart besteht. Der spezifische thermische Widerstand des Erdbodens wird in den im Folgenden dargestellten Untersuchungen variiert, wobei die Berechnungen für die folgenden Werte des spezifischen thermischen Widerstands des Erdbodens durchgeführt werden:

$\rho$  (Erde) = 1,0 Km/W, 1,5 Km/W, 2,0 Km/W und 2,5 Km/W.

Diese thermischen Widerstände können unterschiedlichen Erdbodentypen zugeordnet werden und decken den relevanten Wertebereich des spezifischen thermischen Widerstands der Modelltrasse vollständig ab. Eine entsprechende Übersicht enthält Abschnitt 4.8 dieses Berichts.

## 1.6 Thermische Bettung

Falls der Erdboden in einem Bereich der Trasse einen zu großen Wert für den thermischen Widerstand aufweist, und die Gefahr der Entstehung eines Hot-Spots besteht, können durch den Einsatz eines thermischen Bettungsmaterials die thermischen Eigenschaften des Erdbodens aufgewertet werden, so dass die gewünschte Leistung übertragen werden kann. Eine spezielle thermische Bettung kann somit zu einer höheren Übertragungsleistung bzw. einer geringeren Erdbodenerwärmung führen.

Diese Bettung wird in Form von speziellen Sand-Kies- oder Sand-Zement-Gemischen (Magerbeton) ausgeführt. Über den Jahresverlauf kann somit eine wesentlich konstantere Leistung übertragen werden (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil I: „Übersicht über die Betriebsmittel“). Verschiedene Mischungsverhältnisse führen zu unterschiedlichen spezifischen thermischen Widerständen des Bettungsmaterials. Das in den Untersuchungen verwendete Bettungsmaterial besitzt einen spezifischen thermischen Widerstand von  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$  und stellt ein zum Zweck der Bodenverbesserung verwendetes, typisches Kies-Sand-Gemisch (Verhältnis von 1:1 unter Zugabe von fünf Prozent Kalksteinmehl) dar [1].

Mit neuartigen Bettungsmaterialien ist es möglich, geringere thermische Erdbodenwiderstände zu erreichen und somit das Übertragungsverhalten einer Kabeltrasse weiter zu verbessern. Eine beispielhafte Untersuchung für einen spezifischen thermischen Widerstand der Bettung von  $\rho(\text{Bettung}) = 0,5 \text{ Km/W}$  wird in Abschnitt 4.7 dieses Berichts vorgestellt.

## 1.7 Umgebung (Luft)

Grundlage der thermischen Berechnungen ist die Voraussetzung einer ausreichenden Kühlung der Erdbodenoberfläche, d. h. dass die Wärme ohne zeitliche

Verzögerung vollständig von der Erdbodenoberfläche an die Umgebungsluft abgegeben werden kann. Als durchschnittliche Lufttemperatur der Umgebung wurde für die Bundesrepublik Deutschland normgerecht 15°C gewählt ([2], [3]).

Die vorherrschende Umgebungstemperatur und die Fähigkeit der Erdbodenoberfläche, Wärme an die Umgebung abzugeben, haben einen großen Einfluss auf die Belastbarkeit von Energiekabeln. Bei lange vorherrschenden, sommerlichen Temperaturen werden belastete Kabel wärmer als in kalten Wintermonaten. Es können jahreszeitliche Übertragungsengpässe entstehen, die sich durch eine Sommertrockenheit und eine damit einhergehende erhöhte Neigung zur Erdbodenaustrocknung noch verstärken können.

## 2 Dimensionierung und Verlustmechanismen

Für die Dimensionierung der Kabel ist die zu erwartende Übertragungsleistung, d. h. die Belastung des Kabels, maßgebend. Diese bestimmt die im Kabel entstehenden Verluste, welche wiederum die maximale, dauernd zulässige Strombelastbarkeit des Kabels festlegen. Die Stromwärmeverluste im Leiter des Kabels, den metallischen Umhüllungen und dem Mantel sowie die in der Kabelisolation entstehenden dielektrischen Verluste (vgl. **Abbildung 1.1** und **Abbildung 1.2**) müssen bei natürlicher Kühlung über die Kabeloberfläche durch Wärmeleitung an die Umgebung abgegeben werden, so dass die maximale, dauernd zulässige Betriebstemperatur des Kabels am Leiter nicht überschritten wird.

### 2.1 Übertragungsleistung

Die Drehstromübertragungsleistung  $S_{\text{HDÜ}}$  ist eine Funktion von Spannung und Strom. Ihr Betrag berechnet sich aus den Beträgen der verketteten Spannung  $U$  und dem Leiterstrom  $I$  zu

$$S_{\text{HDÜ}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (2.1)$$

Bei der HGÜ berechnet sich die Übertragungsleistung  $S_{\text{HGÜ}}$  aus den Beträgen der Gleichspannung und dem Gleichstrom zu

$$S_{\text{HGÜ}} = 2 \cdot U_{\text{DC}} \cdot I_{\text{DC}} \quad (2.2)$$

### 2.2 Verluste

Verluste bei der Energieübertragung mit Drehstrom werden unterschieden in stromabhängige, spannungsabhängige, so genannte dielektrische, und zusätzliche Verluste. Die unterschiedlichen Verlustmechanismen und Berechnungsmethoden werden in Kapitel 2 des Teilberichts „Übersicht über die Betriebsmittel“ beschrieben.

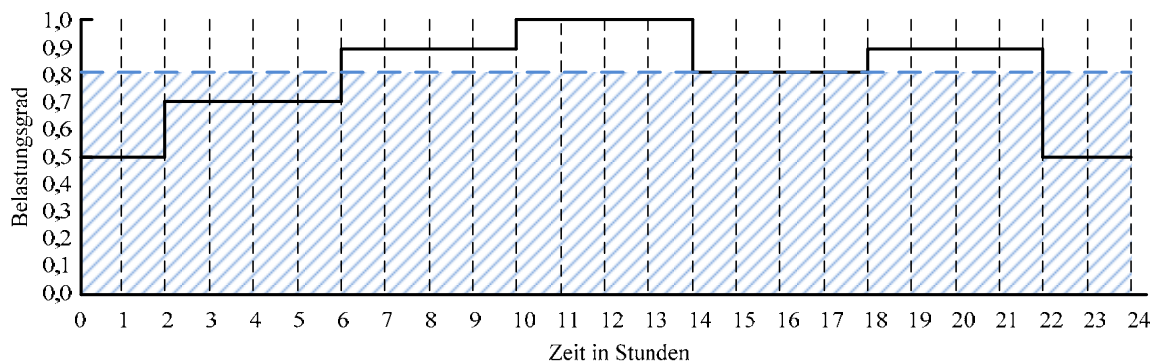
Verluste bei der Energieübertragung mit Gleichspannung sind zum einen stromabhängige Verluste und zum anderen Konverterverluste. In den Konvertern entstehen neben stromabhängigen Verlusten auch Leerlaufverluste. In Kapitel 3 des Teilberichts „Übersicht über die Betriebsmittel“ werden die Verlustmechanismen erläutert.

### 2.3 Belastungsgrad

Die Belastung eines Kabels unterliegt einem täglichen Lastspiel und wird durch den Belastungsgrad  $m$  beschrieben. Für die Dimensionierung eines Kabels ist davon auszugehen, dass das Kabel einem typischen, sich täglich wiederholenden Ta-

gelastspiel unterliegt, das einem Referenzlastspiel entspricht. Dieses Referenzlastspiel kann durch den Belastungsgrad  $m$  beschrieben werden. Dabei entspricht  $m$  dem Quotienten aus arithmetischem Mittelwert des Tageslastspiels und Tageshöchstlast.

Diese Zusammenhänge verdeutlicht der in **Abbildung 2.1** dargestellte beispielhafte bezogene Belastungsverlauf eines Kabels.



**Abbildung 2.1** Beispielhaftes bezogenes Tageslastspiel mit  $m = 0,8$

Die Kabeltemperatur schwankt mit der Belastung über den Tag. Je nach Tageslastspiel variiert auch die Schwankungsbreite der Kabel- und Erdbodentemperaturen. Für die Bestimmung der maximalen übertragbaren Leistung wurden ein dem Belastungsgrad entsprechendes Tageslastspiel sowie die maximale Leitertemperatur von 90°C angenommen. Dabei wurden Belastungsgrade von  $m = 0,8$  und 1,0 zugrunde gelegt.

Zur Demonstration des Einflusses des Belastungsgrades auf die Temperatur der Kabel und des Erdbodens wurden im Folgenden für die Bestimmung der maximal auftretenden Temperaturen bei einer Übertragungsleistung von 3000 MVA Belastungsgrade von  $m = 0,6$ , 0,8 und 1,0 angenommen.

## 3 Grundlagen Wärmeübertragung

### 3.1 Wärmetransportmechanismen

Wärme wird über drei unterschiedliche Transportmechanismen übertragen. Man unterscheidet zwischen Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Wärmeübergang durch Konvektion.

Wärmeleitung tritt zwischen allen Materialien auf und ist mediumgebunden. Analog zu den Gesetzen der Elektrotechnik lassen sich Wärmeströme und Temperaturen nach dem Erfahrungsgesetz von Fourier berechnen.

Wärmestrahlung tritt zwischen allen Körpern unterschiedlicher Temperatur auf und ist von der vierten Potenz der Temperatur abhängig. Sie ist nicht an ein Medium gebunden.

Wird Wärme von einer Oberfläche an ein Fluid (ein Gas oder eine Flüssigkeit) oder in umgekehrter Richtung übertragen, so spricht man von Konvektion. Es gibt einerseits freie bzw. natürliche und andererseits erzwungene Konvektion, die mit Hilfe von gerichteten Strömungen z. B. über Ventilation erfolgt.

Für ein direkt erdverlegtes Kabel überwiegt die Wärmeübertragung durch Wärmeleitung, da alle anderen Mechanismen einen vernachlässigbaren Beitrag zur Kühlung eines Kabels leisten.

### 3.2 Stationäres Wärmemodell

Die Berechnungen mit einem Wärmemodell eines Kabels erfolgen in Analogie zu den Gesetzmäßigkeiten der Elektrotechnik. Unter Nachbildung von Wärmequellen als Stromquellen, thermischen Widerständen als äquivalenten elektrischen Widerständen und thermischen Kapazitäten als äquivalenten elektrischen Kapazitäten können Wärmeströme und Temperaturen nach den für Spannung und Strom geltenden Berechnungsregeln aus der Elektrotechnik analog ermittelt werden.

Das stationäre Wärmemodell geht davon aus, dass alle thermischen Kapazitäten vollständig geladen und daher keine thermischen Zeitkonstanten vorhanden sind. Die Berechnungen erfolgen dann mit reinen Gleichstromersatzschaltkreisen ohne Schaltvorgänge im stationären Zustand einem Gleichstromnetzwerk entsprechend. Somit stellt sich ein stationärer Wärmestrom mit konstanten Temperaturen ein.

Beim maximalen Belastungsgrad  $m = 1$  haben thermische Kapazitäten keinen ausgleichenden Einfluss auf die zügige Abfuhr der Wärme. Die Verlustwärme muss unmittelbar an die Umgebung abgegeben werden. Bei EVU-Last oder anderen, von Volllast abweichenden Belastungsprofilen  $m < 1$ , kann über kurze Zeiträume ein



Kabelsystem höher belastet werden, da die thermischen Kapazitäten Wärmespeicher darstellen, die mit einer thermischen Zeitkonstante Wärme aufnehmen und im nicht belasteten Fall wieder abgeben.

### 3.3 Wärmewiderstände

#### 3.3.1 Kabel

Die thermischen Widerstände eines Kabels werden über die Materialdaten und die Abmessungen der einzelnen Kabelschichten ermittelt. Der längenbezogene thermische Widerstand  $T'$  einer koaxialen Schicht, z. B. der VPE-Isolierung, ist eine Funktion der Radien und des spezifischen thermischen Widerstandes  $\rho$  des eingesetzten Materials.

$$T' = \frac{\rho}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right) \quad (3.1)$$

Die einzelnen thermischen Widerstände einer Kabelgeometrie mit ihren verschiedenen Schichten stellen eine Reihenschaltung dar und lassen sich entsprechend zusammenfassen.

#### 3.3.2 Erdreich

Die thermischen Widerstände des Erdbodens werden mittels der Spiegelungsmethode berechnet. Der Gesamtwiderstand des Erdbodens ist eine Kettenschaltung aus thermischen Einzelwiderständen.

Der spezifische Wärmewiderstand des Erdbodens ist von vielen Parametern abhängig. Dazu zählen:

- Erdbodenzusammensetzung,
- Feuchtigkeit,
- Umgebungstemperatur,
- Witterung und
- externe Wärmequellen, z. B. durch Kabelhäufung.

Der Erdboden wird als Dreikomponentensystem betrachtet: *Körnige Stoffe*, die eigentlichen Feststoffe, sind mit *Wasser* vermischt und von *Luft* durchsetzt.

Je nach Art der Feststoffe können unterschiedliche spezifische Wärmewiderstände vorliegen. Quarze haben hierbei die niedrigsten und damit besten Werte, organische Materialien sowie Schlacke, Müll und Asche die höchsten und damit schlechtesten Werte. In **Tabelle 3.1** sind die spezifischen Wärmewiderstände einiger ausgewählter Materialien angegeben.

Die Widerstände unterschiedlicher Erdbodenarten sind in Abschnitt 4.8 dieses Berichts in tabellarischer Form aufgeführt.

**Tabelle 3.1** Spezifische Wärmewiderstände ausgewählter Materialien [1]

<b>Bodengrundstoff</b>	<b>spez. Wärmewiderstand in Km/W</b>
Quarz	0,11
Granit	0,32 bis 0,25
Wasser	1,68
Glimmer	1,7
Schlacke	7 bis 3,5
Organische Stoffe, feucht	7
Luft	40

Wasser hat gute Wärmeleiteigenschaften, d. h. feuchter Erdboden leitet Wärme besser ab als trockener Erdboden. Die Feuchtigkeit ist stark abhängig von der Erdbodenzusammensetzung, dem Grundwasserpegel, der Bepflanzung, der Geländeform und der Bebauung. Darüber hinaus sind die Einflüsse von Umgebungstemperatur, Sonnenscheindauer, Witterung und Oberflächenbeschaffenheit nicht zu vernachlässigen. Der Grad der Feuchtigkeit ist schwierig vorherzusagen und kann daher nur grob abgeschätzt werden. Langjährige Beobachtungen und Erfahrungen sind hierbei hilfreich.

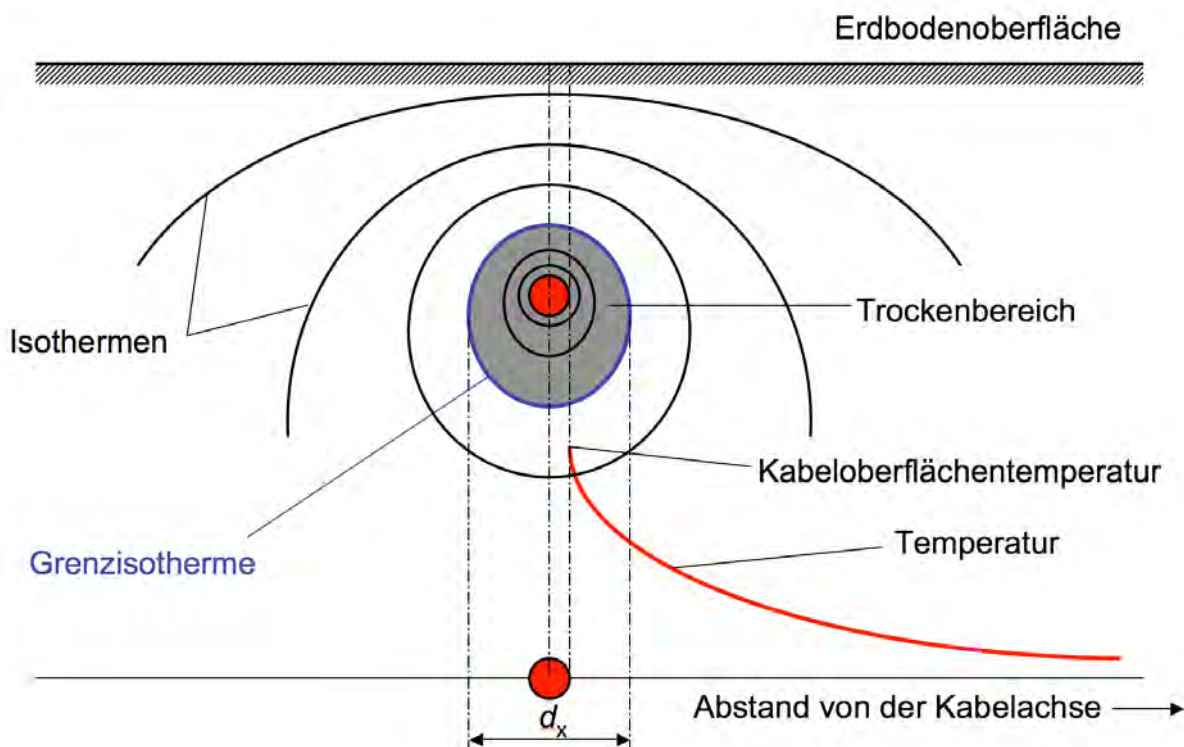
Luft hat schlechte Wärmeleiteigenschaften. Gut verdichteter Erdboden liefert deswegen eine günstigere Wärmeabgabe als unverdichteter. Eine Erdbodenrückfüllung nach der Kabellegung sollte deshalb gewissenhaft erfolgen und keine Luft-einschlüsse aufweisen.

### 3.3.3 Erdbodenaustrocknung

Gemäß herkömmlicher Modellvorstellung kann die starke Belastung eines Kabels in dessen nächster Umgebung zu sogenannter Erdbodenaustrocknung führen. Das bedeutet, dass die das Kabel umgebende Feuchtigkeit auf Grund der erhöhten Temperatur mehr oder weniger vollständig verdampft und nicht wieder rückkondensiert. Die verbleibenden Lufteinschlüsse bilden dann eine thermische Isolations-schicht um das Kabel und verringern deutlich die Übertragungskapazitäten, da die Wärme schlechter abgeführt werden kann und sich der thermische Erdboden-widerstand erhöht. Es würde sich in dem Teilbereich einer Kabeltrasse, in dem Erdbodenaustrocknung stattfindet, ein thermischer Engpass bilden. Im Modell wird der Bereich der Erdbodenaustrocknung durch ein Zwei-Schicht-Modell mit einer Grenzisotherme, die den fiktiven Übergang von feuchtem zu trockenem Erdboden bestimmt, dargestellt. Die Tendenz, eine Trockenschicht auszubilden, hängt stark von den Eigenschaften des Erdbodens und den Umgebungsbedingungen ab. Gute kapillare Eigenschaften eines Erdbodens begünstigen die Rückfüh-rung von Feuchtigkeit. Bei Lehm mit guter Kapillarwirkung lässt sich die Grenziso-

therme bei ca. 50°C ansiedeln. Sand hingegen kann schon bei der 30°C-Isotherme zur Austrocknung neigen. Bei hoher oder ständiger Beanspruchung eines Kabels oder falls sich zusätzliche Wärmequellen in Trassennähe befinden, müssen Messungen Aufschluss über die Tendenz zur Erdbodenaustrocknung liefern. Bei VPE-isolierten Kabeln ist die Neigung zur Erdbodenaustrocknung auf Grund ihrer höheren zulässigen Betriebstemperatur größer als bei Papier-Masse-Kabeln.

Der theoretische Verlauf der Isothermen und der sich einstellende Temperaturverlauf ist in **Abbildung 3.1** dargestellt.



**Abbildung 3.1** Theoretischer Verlauf der Isothermen und Temperaturverlauf [1]

Zur Vermeidung von Erdbodenaustrocknung kann beim Wiederverfüllen des Kabelgrabens thermisch stabilisierendes Material, wie. z. B. Magerbeton, eingesetzt werden (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil I: „Übersicht über die Betriebsmittel“). Durch die speziellen thermischen Eigenschaften des Bettungsmaterials ist es möglich, den spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand unterhalb eines maximal zulässigen Wertes zu halten, so dass thermischen Engpässen entlang der Kabeltrasse vorgebeugt wird.

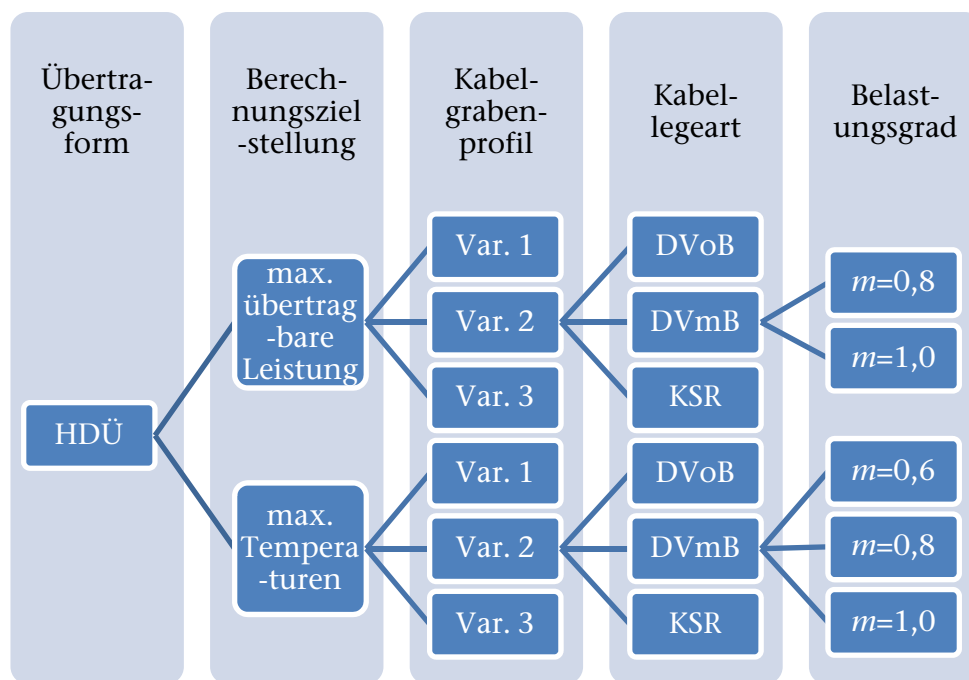
Die im Folgenden dargestellten Berechnungsergebnisse berücksichtigen keine Erdbodenaustrocknungsmechanismen. Aktuelle durchgeführte Forschungsarbeiten zeigen, dass Erdbodenaustrocknung, die durch Abwärme von Erdkabeln hervorgerufen wird, insbesondere gegenüber der jahreszeitlich bedingten Trocknung des Erdbodens und dem Einfluss des Niederschlagsgeschehens zu vernachlässigen ist [8]. Demzufolge wird auf ihre Berücksichtigung verzichtet.



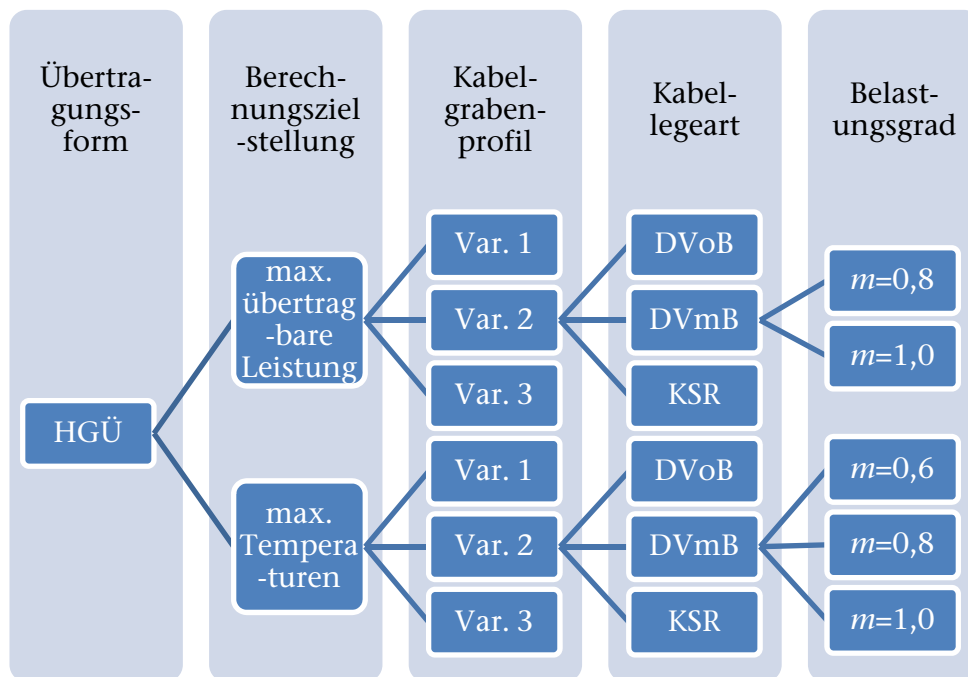
## 4 Simulationsergebnisse

### 4.1 Allgemeines und Übersicht

**Abbildung 4.1** und **Abbildung 4.2** geben einen Überblick über die Vorgehensweise bei den thermischen Berechnungen zur Energieübertragung mit HDÜ- und HGÜ-Kabeln. Für jede Übertragungsform wurden die zwei in Abschnitt 1.2 beschriebenen Berechnungszielstellungen verfolgt. Dazu sind die thermischen Berechnungen für jede der beiden Zielstellungen für alle drei Kabelgrabenprofile (Varianten) und jeweils drei unterschiedliche Kabellegearten durchgeführt worden. Für jede der Kabellegearten wiederum wurde das thermische Verhalten jeweils für zwei bzw. drei unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  berechnet. Die Kabellegearten sind Direktlegung ohne Bettung (DVoB), Direktlegung mit Bettung (DVmB) und Legung in einer Kabelschutzrohranlage (KSR).



**Abbildung 4.1** Übersicht der durchgeführten Berechnungen für die Hochspannungsdrehstromübertragung (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)



**Abbildung 4.2** Übersicht der durchgeführten Berechnungen für die Hochspannungsgleichstromübertragung (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Alle Berechnungen erfolgten mit den in den Kapiteln 1 und 2 angegebenen Kabel- und Umgebungsdaten. Das verwendete Berechnungsprogramm genügt den in Abschnitt 1.1 genannten Normen. Generell sind alle Ergebnisse nur für die gewählten Rahmenbedingungen gültig. Die Wahl dieser Rahmenbedingungen erstreckt sich aber über typische Kabelgrabenprofile, typische Legearten und typische in Deutschland vorkommende thermische Erdbodenwiderstände, so dass grundsätzliche Aussagen möglich sind und Wirkungszusammenhänge aufgezeigt werden können.

Eine Trasse muss auf ihrer ganzen Länge bezüglich möglicher thermischer Engpässe untersucht werden. Hierfür sind die thermischen Eigenschaften des Erdbodens zu analysieren. Im Zweifelsfall müssen der Trassenverlauf oder das Grabenprofil angepasst bzw. muss geeignetes Bettungsmaterial eingebracht werden, um die geforderte Leistungsübertragung gewährleisten zu können. In jedem Fall muss gesichert sein, dass der spezifische Wärmewiderstand des Erdbodens auf der gesamten Trasse den jeweiligen Referenzwert nicht überschreitet, um keinen thermischen Engpass auf der Übertragungsstrecke zu erhalten.

Für die geeignete Nachbildung der Umgebungsbedingungen müssen diese über lange Zeiträume beobachtet werden, um jahreszeitlich schwankende Einflüsse berücksichtigen zu können.

Die Ergebnisse werden im Folgenden zunächst für die Drehstromübertragung und anschließend für die Gleichstromübertragung dargestellt. Dabei werden zunächst



die maximal übertragbaren Leistungen bei einer maximalen Leitertemperatur von 90°C und anschließend die sich bei einer Übertragungsleistung von 3000 MVA bzw. 3000 MW ergebenden Leitertemperaturen für den Normal- und den (n-1)-Betrieb angegeben. Die unterstellte Übertragungsleistung von 3000 MVA bzw. 3000 MW basiert auf den in Abschnitt 2.4 des Teil IV dieses Berichtes entwickelten Szenarien und stellt dabei die jeweils höchste Übertragungsleistung und damit die höchste thermische Beanspruchung der Kabel und des Erdbodens dar. Die thermischen Auswirkungen der anderen nach Teil IV untersuchten Szenarien sind geringer und werden nicht untersucht.

Für die Legeart „Direkte Legung mit thermischer Bettung“ wird, wenn nicht explizit anders angegeben, mit einem thermischen Widerstand des Bettungsmaterials von  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$  gerechnet (siehe Abschnitt 1.6).

## 4.2 HDÜ: Maximal übertragbare Leistungen

Es werden die maximal übertragbare Leistung für die drei Varianten der Kabelgrabenprofile der HDÜ bei unterschiedlichen spezifischen thermischen Widerständen, Belastungsgraden und Kabellegearten angegeben.

### 4.2.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

**Tabelle 4.1** Maximal übertragbare Leistungen in MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Legeart <sup>1),2)</sup>

$\rho$ (Erde) in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legeart <sup>3)</sup>
<b><i>m = 1,0</i></b>	4745	3932	3394	2999	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b><i>m = 1,0</i></b>	4849	4286	3864	3531	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b><i>m = 1,0</i></b>	4554	3842	3351	2982	Kabelschutzrohranlage (KSR)
<b><i>m = 0,8</i></b>	5407	4546	3957	3517	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b><i>m = 0,8</i></b>	<b>5524</b>	4945	4493	4128	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b><i>m = 0,8</i></b>	5216	4452	3911	3499	Kabelschutzrohranlage (KSR)

**Tabelle 4.1** gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die mit vier Kabelsystemen ausgeführte Variante 1 im Normalbetrieb bei zwei unterschiedlichen Belas-

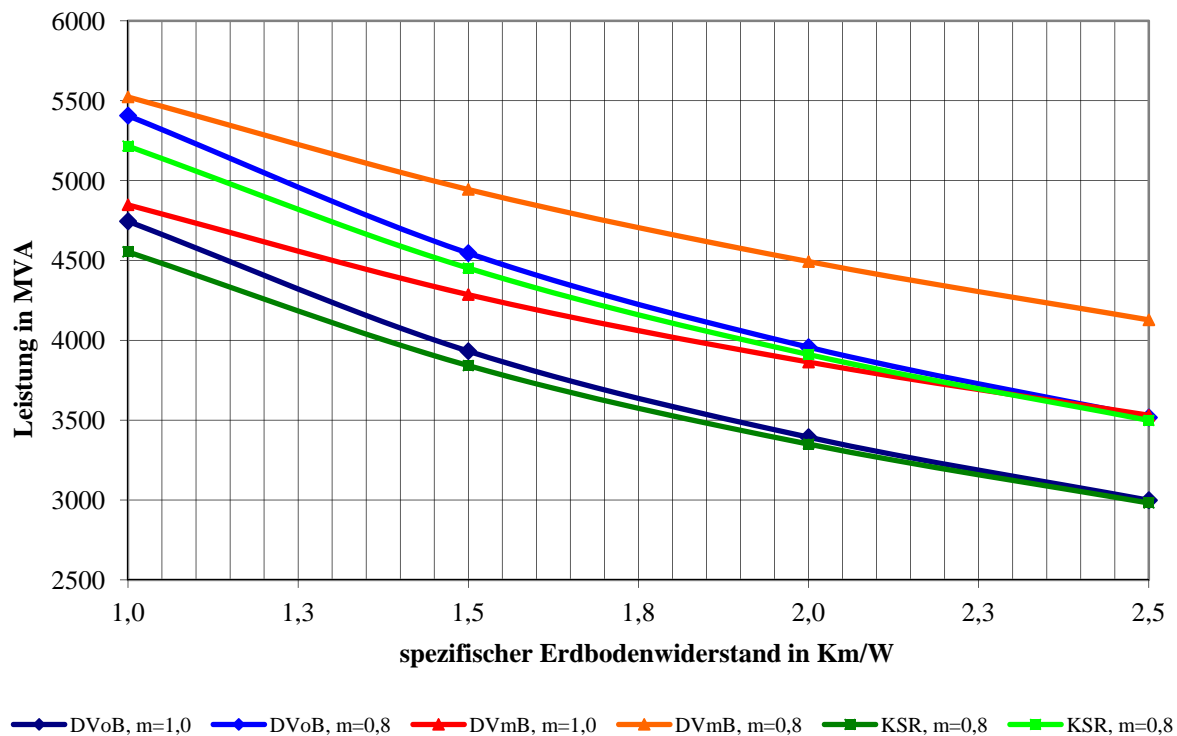
<sup>1)</sup> Der **fett** eingetragene Wert stellt jeweils die maximale Übertragungsleistung dar.

<sup>2)</sup> Werte, die die geforderte Übertragungsleistung von 3000 MVA nicht erreichen, sind *kursiv* eingetragen

<sup>3)</sup> Die Abkürzungen in den Klammern entsprechen den Bezeichnungen der Datenreihen in den jeweils zugehörigen Abbildungen

tungsgraden  $m$  und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen  $\rho$  (Erde) für die drei Kabellegearten an.

**Abbildung 4.3** zeigt die Abhängigkeit der maximal übertragbaren Leistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legearten.



**Abbildung 4.3** Maximal übertragbare Leistung der Variante 1 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Die maximal übertragbare Leistung nimmt bei ansonsten gleichen Bedingungen mit steigendem Belastungsgrad ab. Bei konstantem Belastungsgrad nimmt die übertragbare Leistung mit steigenden spezifischen Erdbodenwiderständen aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr über den Erdboden ebenfalls deutlich bei sonst gleichen Bedingungen ab.

Der Vergleich der Legearten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Die Verwendung einer Kabelschutzrohranlage ermöglicht jeweils die geringste Übertragungsleistung. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legearten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  5524 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 1 übertragen werden (**Tabelle 4.1**). Die direkte Kabellegeung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 5407 MVA, die Legung im Schutzrohr maximal 5216 MVA gewährleisten. Bei un-

günstigen Erdbodenverhältnissen ( $\rho(\text{Erde}) = 2,5 \text{ Km/W}$ ) können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 noch 2982 MVA bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von  $m = 1$  übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2999 MVA, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 3531 MVA übertragen. Somit ist eine Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 in nahezu allen untersuchten Fällen möglich.

Das in **Abbildung 4.3** dargestellte Diagramm verdeutlicht insbesondere den positiven Einfluss der thermischen Bettung. Mit steigenden thermischen Widerständen des die Kabel umgebenden Erdbodens verringern sich die maximal übertragbaren Leistungen der Kabel nicht so stark wie bei direkter Kabellegung ohne thermische Bettung und bei Legung im Kabelschutzrohr.

#### 4.2.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

**Tabelle 4.2** gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die Variante 2 im Normalbetrieb bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden  $m$  und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

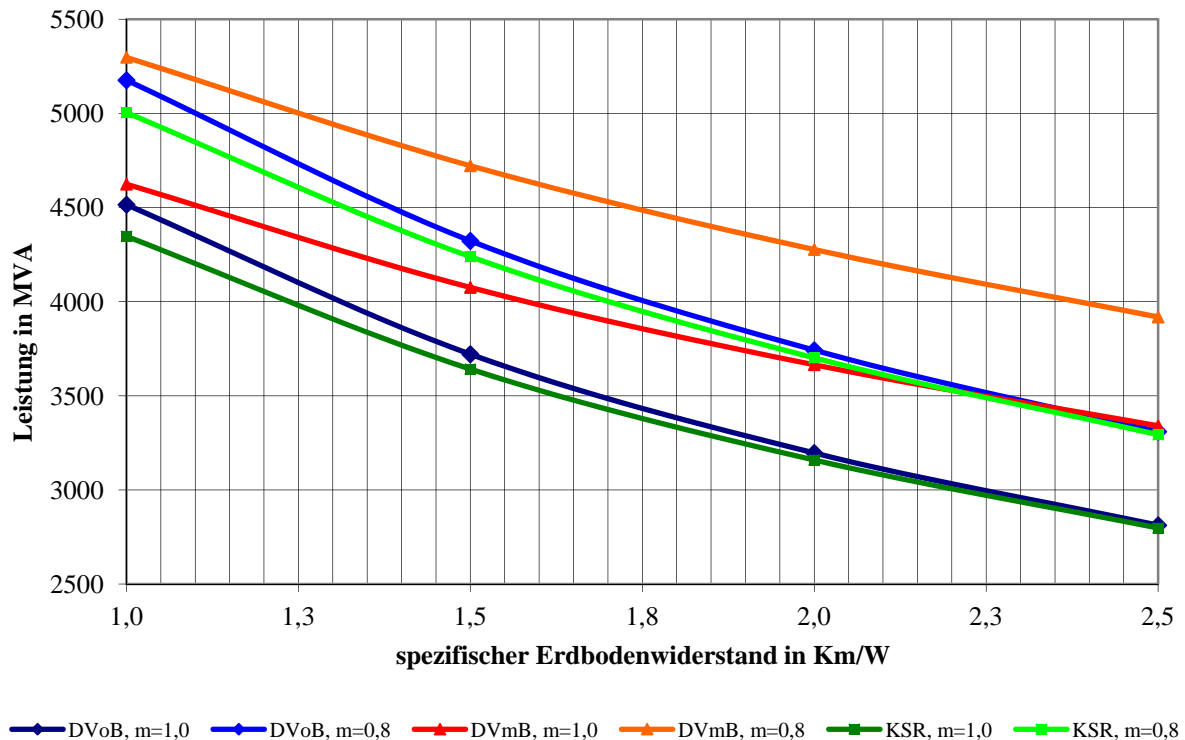
**Tabelle 4.2** Maximal übertragbare Leistungen in MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	4515	3721	3196	2813	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	4624	4075	3665	3341	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	4347	3642	3159	2798	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	5176	4323	3742	3310	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	<b>5298</b>	4722	4277	3918	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	5004	4239	3702	3294	Kabelschutzrohranlage (KSR)

**Abbildung 4.4** zeigt die Abhängigkeit der maximal übertragbaren Leistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

Der Vergleich der Legarten ergibt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Übertragungsleistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  5298 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 übertragen werden (**Tabelle 4.2**). Die direkte Kabelle-

gung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 5176 MVA, die Legung im Schutzrohr maximal 5004 MVA gewährleisten.



**Abbildung 4.4** Maximal übertragbare Leistungen der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabelgearten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

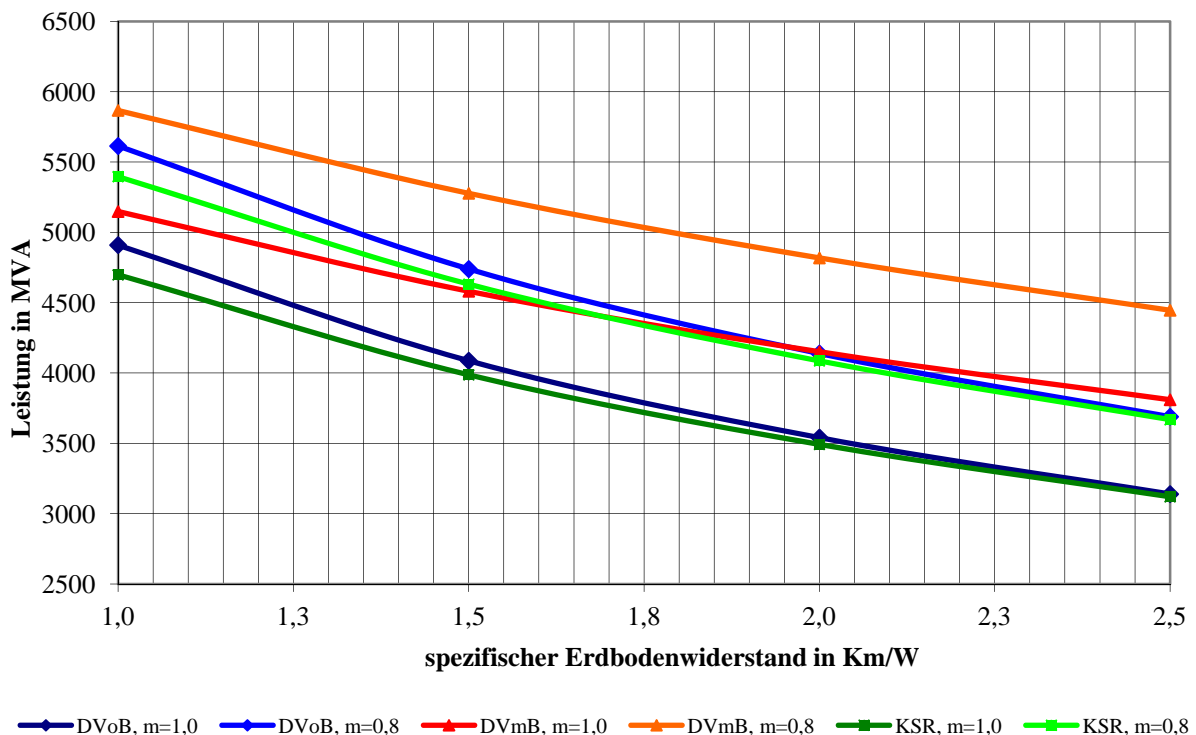
Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 noch 2798 MVA bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von  $m = 1$  übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2813 MVA, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 3341 MVA übertragen. Somit ist eine Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 in nahezu allen untersuchten Fällen möglich.

#### 4.2.3 Variante 3: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

**Tabelle 4.3** gibt die maximal übertragbaren Leistungen in MVA für die Variante 3 im Normalbetrieb bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden  $m$  und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabelgevarianten an.

**Tabelle 4.3** Maximal zulässige Übertragungsleistungen in MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	4910	4088	3541	3140	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	5148	4581	4151	3810	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	4698	3987	3493	3121	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	5614	4739	4139	3690	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	<b>5867</b>	5278	4818	4446	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	5397	4632	4086	3668	Kabelschutzrohranlage (KSR)



**Abbildung 4.5** Maximal übertragbare Leistungen der Variante 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegarten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Das in **Abbildung 4.5** dargestellte Diagramm zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

Der Vergleich der Legarten ergibt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen

und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  5867 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 3 übertragen werden (**Tabelle 4.3**).

Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 5614 MVA, die Legung im Schutzrohr maximal 5397 MVA gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 3 noch 3121 MVA bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von  $m = 1$  übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 3140 MVA, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 3810 MVA übertragen. Eine Übertragung von 3000 MVA ist in allen Fällen möglich.

### 4.3 HDÜ: Maximale Temperaturen

In diesem Abschnitt werden die sich maximal einstellenden Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA für den Normal- und den (n-1)-Betrieb angegeben. Abweichend von Abschnitt 4.2 finden nun drei statt zwei unterschiedliche Belastungsgrade Berücksichtigung. Dies soll den Einfluss des Belastungsgrades auf die sich einstellenden maximalen Temperaturen verdeutlichen.

#### 4.3.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

**Tabelle 4.4** gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 1 für drei unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

Nahezu alle untersuchten Kombinationen aus spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, Kabellegeart und Belastungsgrad sind mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 1 unter der Bedingung realisierbar, dass, um mögliche Schäden an den Betriebsmitteln zu vermeiden, eine Leitertemperatur von 90°C nicht überschritten wird. Lediglich die Kabellegung im Schutzrohr bei einem ungünstigen Erdbodenwiderstand von  $\rho(\text{Erde}) = 2,5 \text{ Km/W}$  und einem Belastungsgrad von  $m = 1$  führt zu einer leichten Überschreitung der Maximaltemperatur.

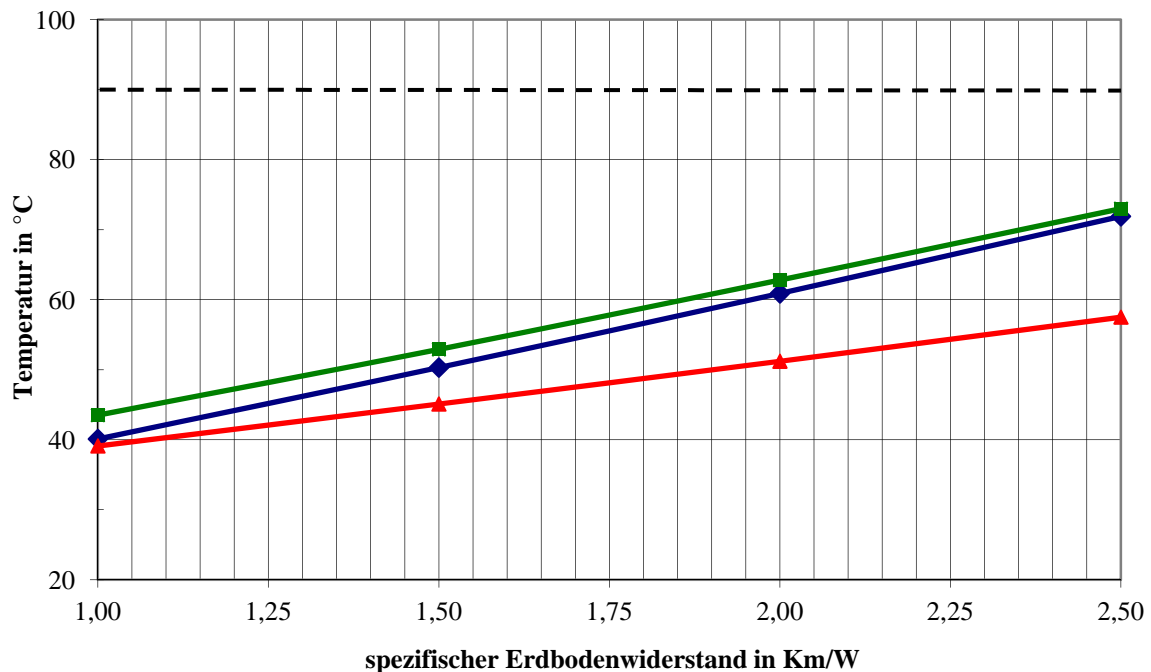
**Tabelle 4.4** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit vom Belastungsgrad, spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart <sup>1)</sup>

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
<b><math>m = 1,0</math></b>	46,1	59,9	74,4	89,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b><math>m = 1,0</math></b>	44,8	53,0	61,4	70,1	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)

<sup>1)</sup> Die fett angegebenen Werte stellen eine Überschreitung der maximal zulässigen Temperatur fest



$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	49,4	62,4	76,1	<b>90,5</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	40,1	50,3	60,9	71,9	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	39,1	45,1	51,2	57,5	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	43,5	52,9	62,8	73,0	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	35,3	42,8	50,5	58,4	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	34,5	38,8	43,3	47,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	38,7	45,5	52,5	59,7	Kabelschutzrohranlage (KSR)



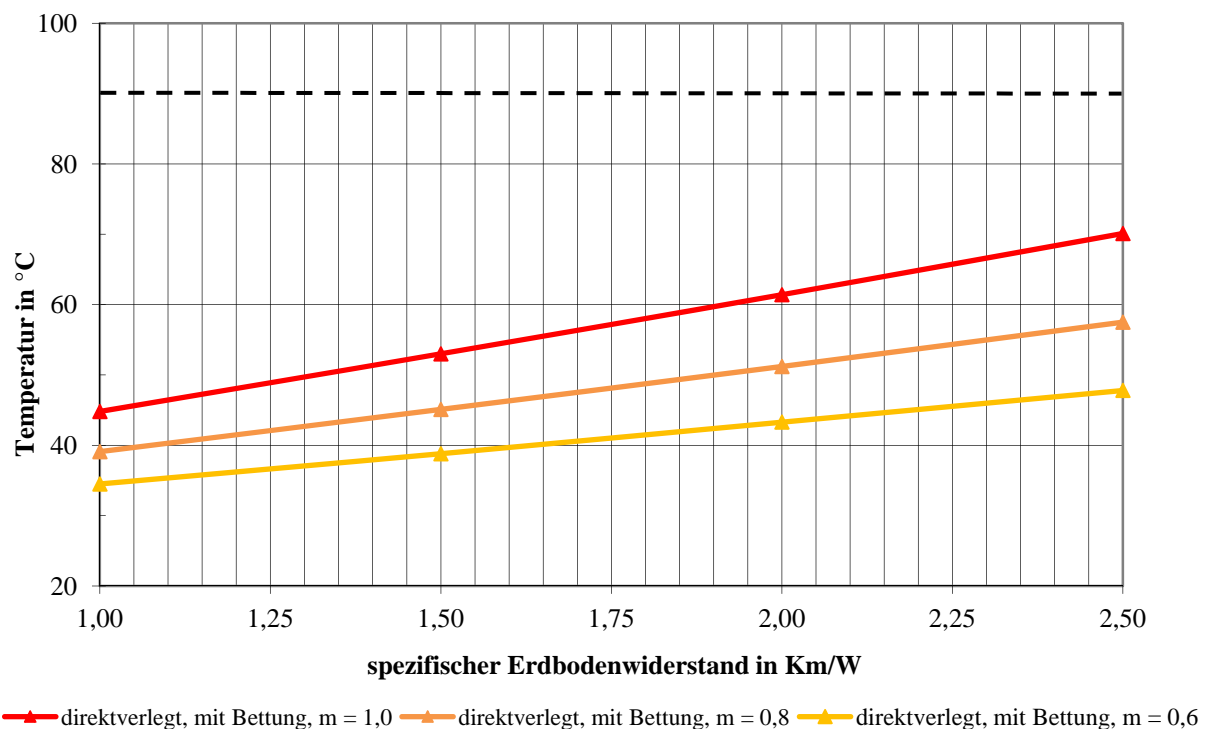
—♦— direktverlegt, ohne Bettung,  $m = 0,8$  —▲— direktverlegt, mit Bettung,  $m = 0,8$  —■— Kabelschutzrohr,  $m = 0,8$

**Abbildung 4.6** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 bei einem Belastungsgrad  $m = 0,8$

Das in **Abbildung 4.6** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Es ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine Legung der Kabel im

Schutzrohr bedingt die höchsten Leitertemperaturen und damit auch die stärkste Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.

Das in **Abbildung 4.7** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades  $m$  auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade.

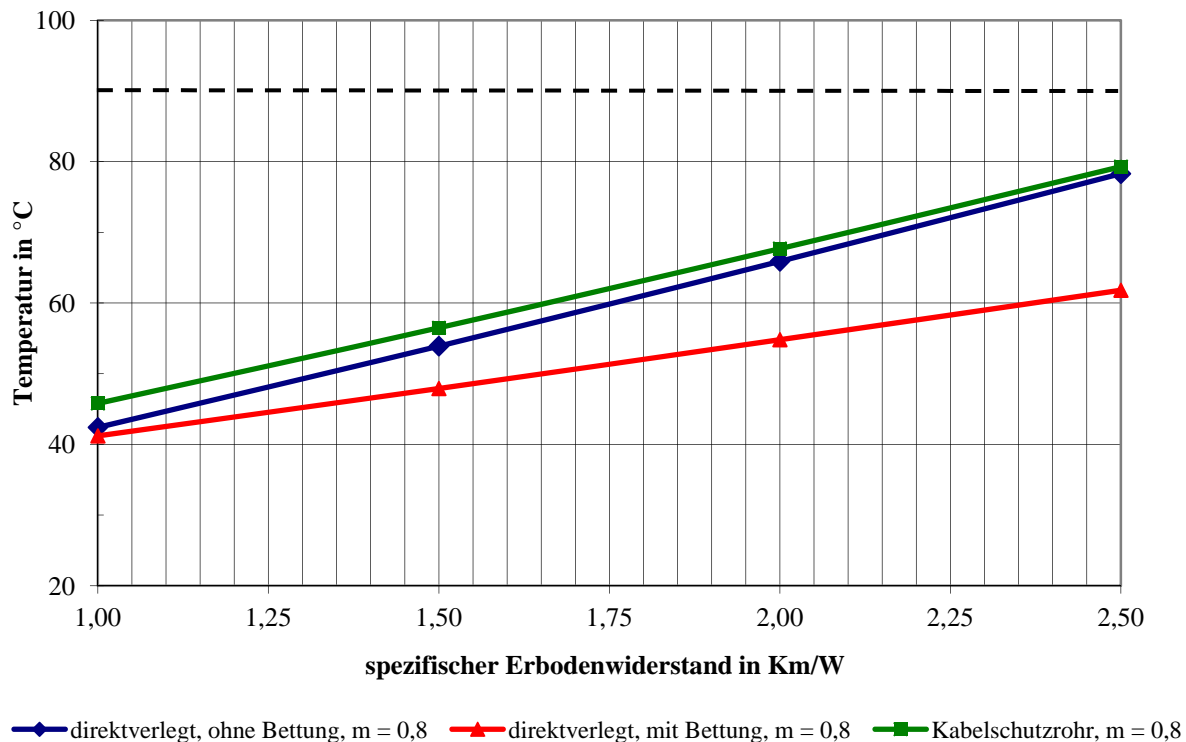


**Abbildung 4.7** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 bei einer Direktverlegung ohne thermische Bettung

Das Diagramm in **Abbildung 4.8** zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 bei direkter Legung mit Bettungsmaterial, einer Leistungsübertragung von  $S = 3000$  MVA und einem Belastungsgrad von  $m = 1$ . Der thermische Widerstand des in diesem Fall verwendeten Bettungsmaterials beträgt  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8$  Km/W, der des übrigen Erdbodens einheitlich  $\rho(\text{Erde}) = 1,5$  Km/W. Die höchsten Temperaturen treten vor allem aufgrund der gegenseitigen Erwärmung im Bereich der beiden innersten Kabel auf. Trotz der Dauerbelastung ( $m = 1,0$ ) mit einer Übertragungsleistung von 3000 MVA beträgt der Temperaturunterschied zwischen der Erdbodenoberfläche (15°C) und der in der Erdbodenschicht in 25 cm Tiefe auftretenden maximalen Temperatur nur ca. 5 K.



$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	52,6	67,3	82,9	99,5	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	42,4	53,9	65,9	78,3	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	41,2	47,9	54,8	61,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	45,8	56,5	67,7	79,3	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	37,0	45,4	54,0	62,9	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	36,0	40,9	45,8	50,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	40,4	48,1	56,0	64,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)

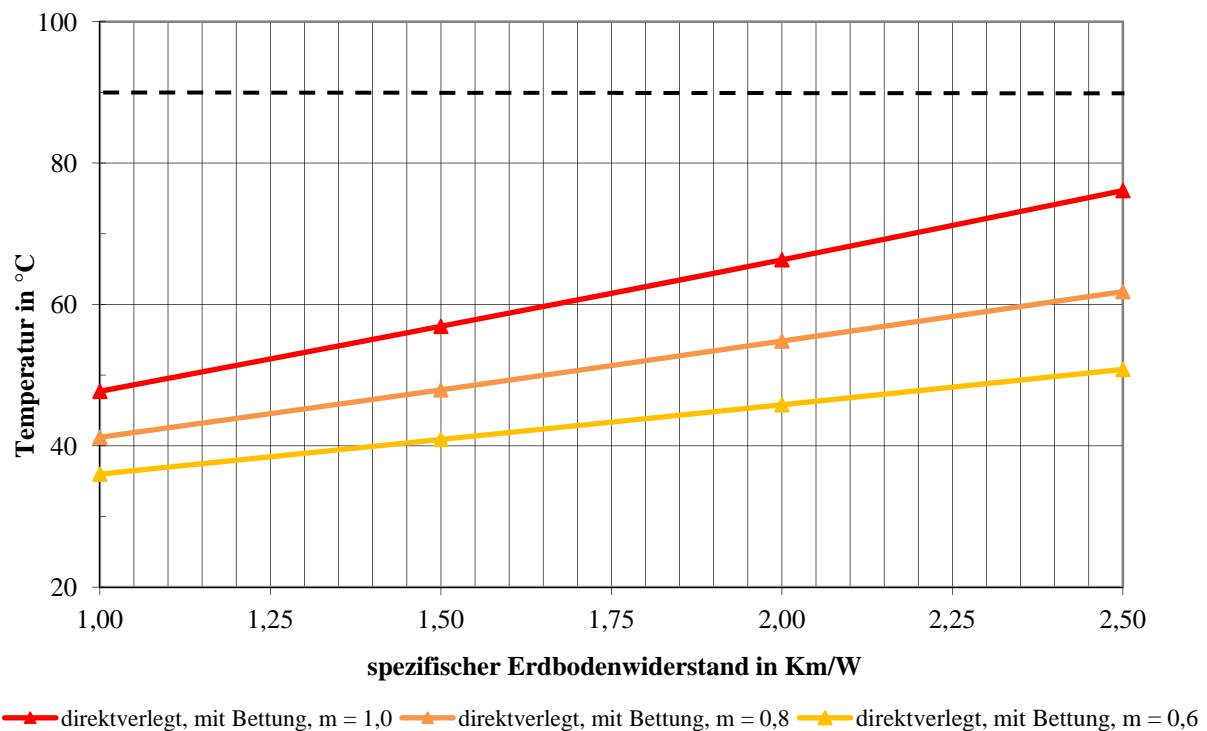


**Abbildung 4.9** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 bei einem Belastungsgrad  $m = 0,8$

Das in **Abbildung 4.9** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zum vorherigen Abschnitt ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden wiederum bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine Schutzrohrlegung der Kabel bedingt die höchsten Leiter-

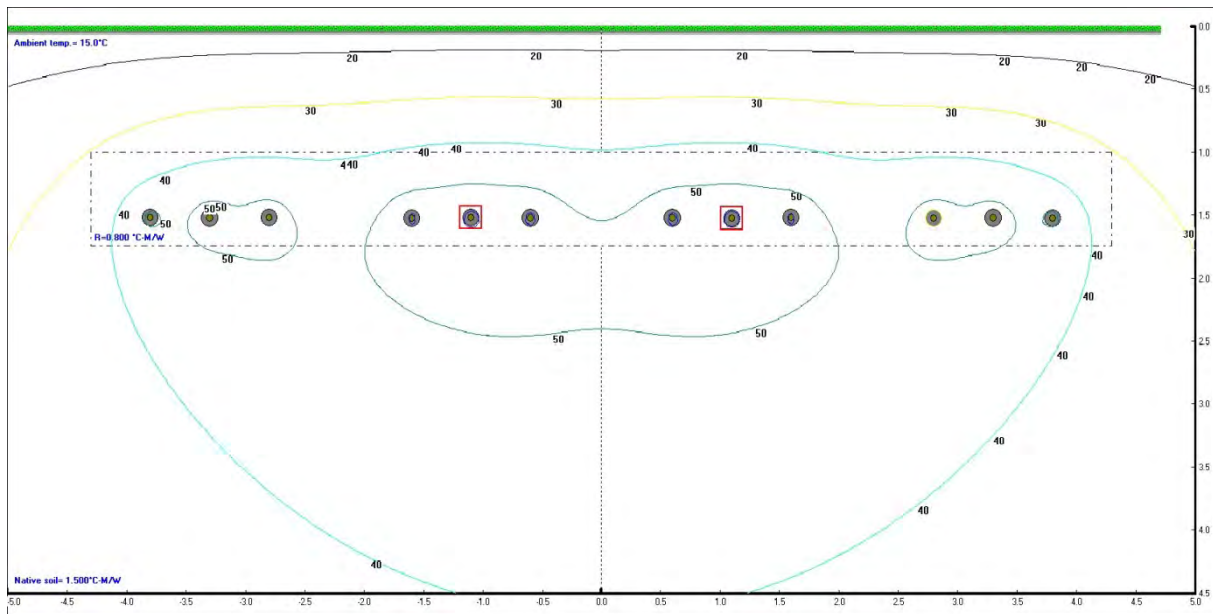
temperaturen und damit auch die stärkste Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.

Das in **Abbildung 4.10** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades  $m$  auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden analog zum vorherigen Abschnitt in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Der Vergleich der Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 2 grundsätzlich höher sind als bei Anwendung der Variante 1. Dieser Zusammenhang ist durch den geringeren Abstand der Einzelleiter eines Kabelsystems untereinander bei Variante 2, 0,5 m gegenüber 0,8 m bei Variante 1, begründet. Variante 1 ist somit aus thermischer Sicht das geeignetere Grabenprofil.



**Abbildung 4.10** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 bei einer Direktverlegung mit thermischer Bettung

Die Grafik in **Abbildung 4.11** zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 2, einer Leistungsübertragung von  $S = 3000$  MVA und einem Belastungsgrad von  $m = 1,0$ .



**Abbildung 4.11** Temperaturverlauf im Erdboden ( $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ ) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Belastungsgrad  $m = 1,0$  für das Kabelgrabenprofil der Variante 2

Der thermische Widerstand des in diesem Fall verwendeten Bettungsmaterials beträgt  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ , der des übrigen Erdbodens einheitlich  $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ . Die höchsten Temperaturen treten im Bereich der beiden innersten Kabel des zweiten und dritten Kabelsystems auf. Der Vergleich von **Abbildung 4.11** und **Abbildung 4.8** verdeutlicht die oben beschriebenen günstigeren thermischen Eigenschaften der Variante 1.

### 4.3.3 Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

**Tabelle 4.6** gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 3 für drei unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

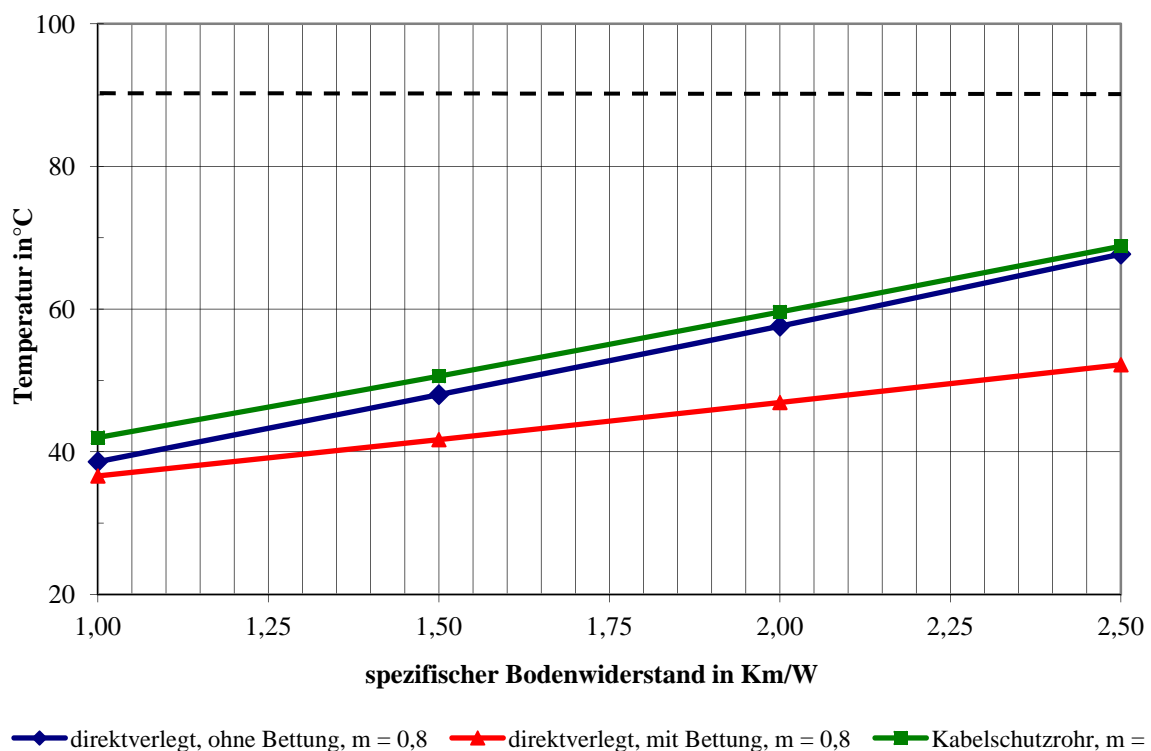
Alle untersuchten Kombinationen aus spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, Kabellegeart und Belastungsgrad sind für eine Leistungsübertragung von 3000 MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 realisierbar. Keine der Konstellationen (**Tabelle 4.6**) führt zu einer Überschreitung der Maximaltemperatur.

**Tabelle 4.6** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand, Belastungsgrad und Legeart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legcart
-----------------------------	-----	-----	-----	-----	---------



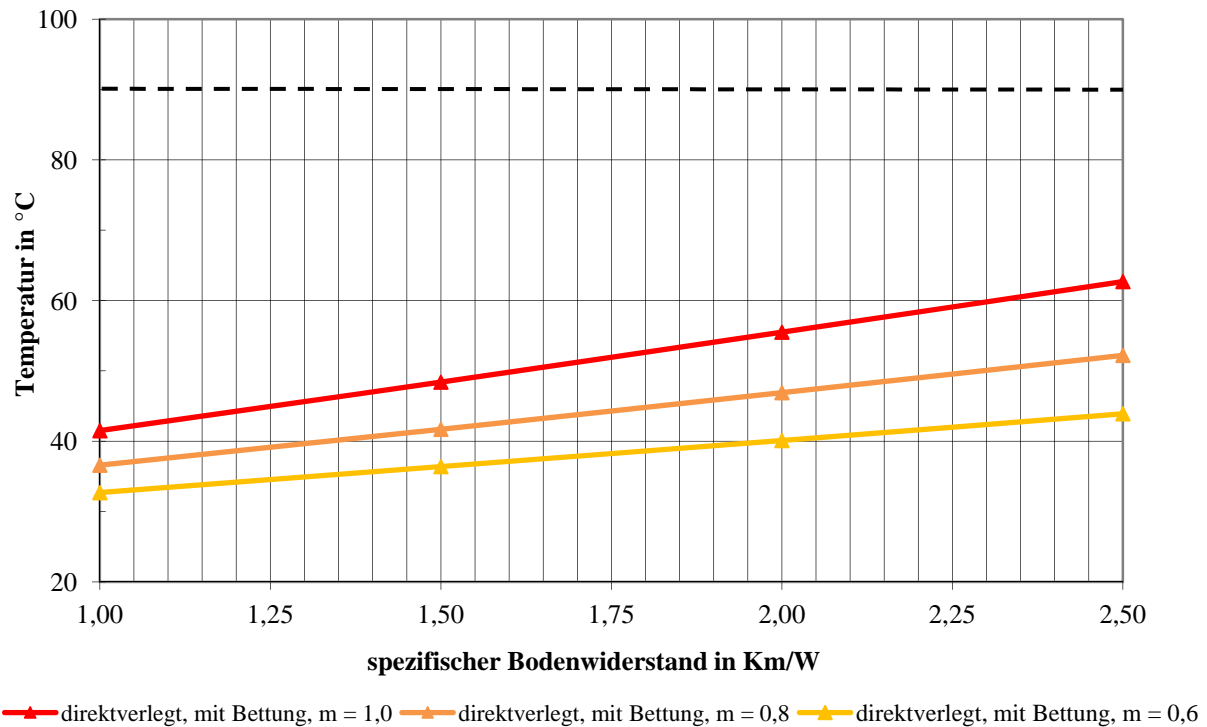
$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	44,1	56,6	69,8	83,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	41,5	48,4	55,5	62,7	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	47,5	59,2	71,6	84,5	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	38,6	48,0	57,6	67,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	36,6	41,7	46,9	52,2	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	42,0	50,6	59,6	68,8	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	34,2	41,1	48,2	55,4	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	32,7	36,4	40,1	43,9	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	37,6	43,9	50,2	56,7	Kabelschutzrohranlage (KSR)



**Abbildung 4.12** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 bei einem Belastungsgrad  $m = 0,8$

Das in **Abbildung 4.12** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zu den vorherigen Abschnitten ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die

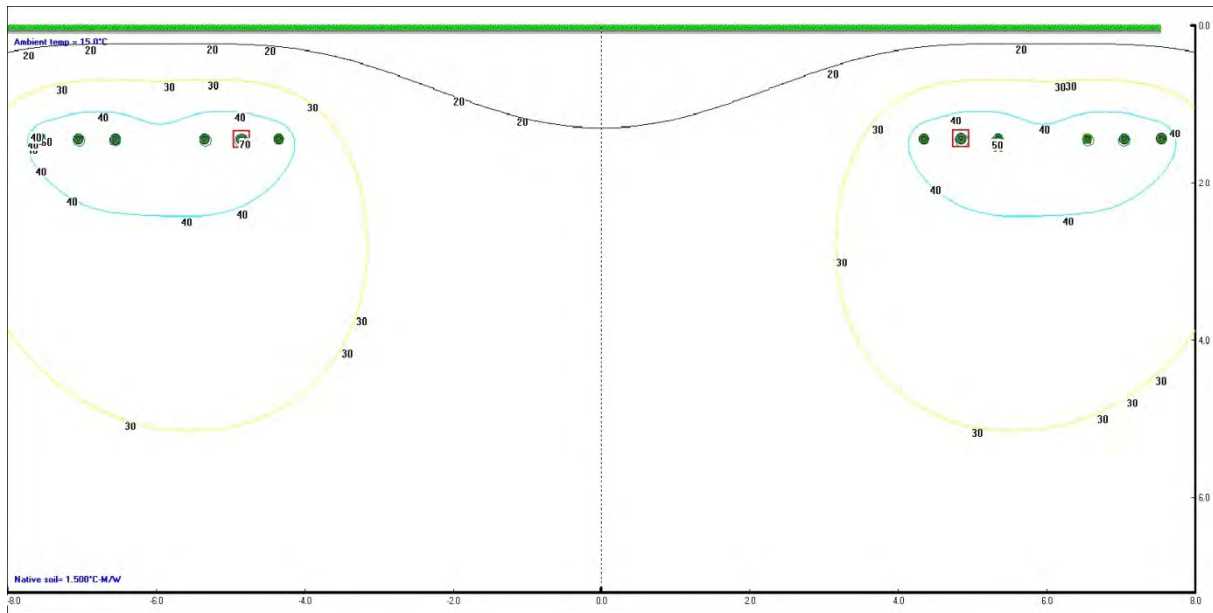
geringsten Temperaturen werden wiederum bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine Schutzrohrlegung der Kabel bedingt die höchsten Leitertemperaturen und damit auch die stärkste Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.



**Abbildung 4.13** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 bei einer Direktverlegung mit thermischer Bettung

Das in **Abbildung 4.13** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades  $m$  auf die auftretenden maximalen Leitertemperaturen. Diese werden analog zu den vorherigen Abschnitten in Abhängigkeit von den spezifischen Erdbodenwiderständen und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade. Der Vergleich der Variante 3 mit den Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 3 grundsätzlich niedriger sind als bei Anwendung der anderen Kabelgrabenprofile. Dieser Zusammenhang ist durch den großen Abstand der Doppelsysteme zueinander bei Variante 3 begründet. Die Doppelsysteme können als thermisch nahezu entkoppelt betrachtet werden. Das Kabelgrabenprofil der Variante 3 ist aus thermischer Sicht im Normalbetrieb von den drei untersuchten Anordnungen das geeignetste Grabenprofil.

Die Grafik in **Abbildung 4.14** zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 bei einer Leistungsübertragung von  $S = 3000$  MVA und einem Belastungsgrad von  $m = 1$ . Der thermische Widerstand des Erdbodens beträgt einheitlich  $\rho(\text{Erde}) = 1,5$  Km/W. Die höchsten Temperaturen treten im Bereich des jeweils innersten Kabels des zweiten und dritten Systems auf.



**Abbildung 4.14** Temperaturverlauf im Erdboden ( $\rho(\text{Erde}) = 1,5$  Km/W) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Belastungsgrad  $m = 1,0$  für das Kabelgrabenprofil der Variante 3

#### 4.3.4 Variante 1-3: (n-1)-Fall

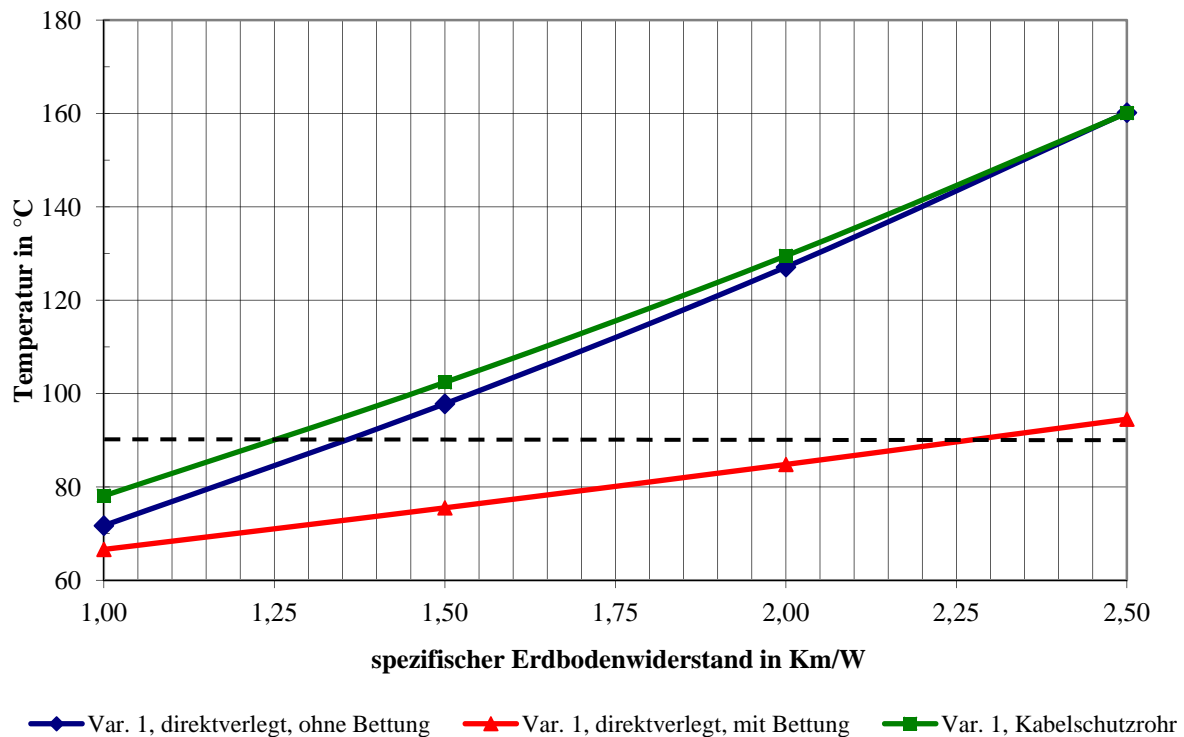
Als (n-1)-Fall ist der Ausfall eines Stromkreises definiert. Es wurde in Ermangelung konkreter Leistungsflusssergebnisse angenommen, dass der verbleibende, sich in Betrieb befindliche Stromkreis mit seinen zwei Kabelsystemen eine Leistung von 75 % der geforderten Übertragungsleistung von 3000 MVA, also 2250 MVA, übertragen muss. Hierdurch ergeben sich deutlich höhere Ströme und demzufolge auch höhere Stromwärmeverluste, die zu einer stärkeren Temperaturerhöhung in den Kabeln und im Erdboden als im Normalbetrieb führen. Alle Untersuchungen wurden mit einem Belastungsgrad von  $m = 1$  durchgeführt, da dieser bezüglich der Temperaturentwicklung in den Kabeln und im Erdboden den ungünstigsten Fall darstellt. **Tabelle 4.7** gibt die theoretisch maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung aller drei Kabelgrabenprofile für unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände  $\rho(\text{Erde})$  und Kabellegungsarten an.

Die in **Tabelle 4.7** angegebenen Werte für die Leitertemperatur sind theoretische Werte, die bei ca. 64 Prozent der untersuchten Konstellationen über der Bemessungstemperatur der untersuchten Kabel liegen (fett markiert). Sie würden somit zu einer Überlastung und damit einhergehender Beschädigung oder Zerstörung der eingesetzten Betriebsmittel führen. In der Praxis würden solche Betriebszustände, aus denen derartige Temperaturerhöhungen resultieren, nicht auftreten, da im Gegensatz zu den Annahmen in der Norm diese nicht dauerhaft mit einem Belastungsgrad von  $m = 1,0$  anliegen würden und durch eine rechtzeitige Leistungsreduzierung oder Abschaltung vermieden werden können.

Das in **Abbildung 4.15** dargestellte Diagramm zeigt am Beispiel der Variante 1 die theoretisch resultierenden maximalen Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legeart für das Kabelgrabenprofil nach Variante 1 bei einem Belastungsgrad von  $m = 1,0$

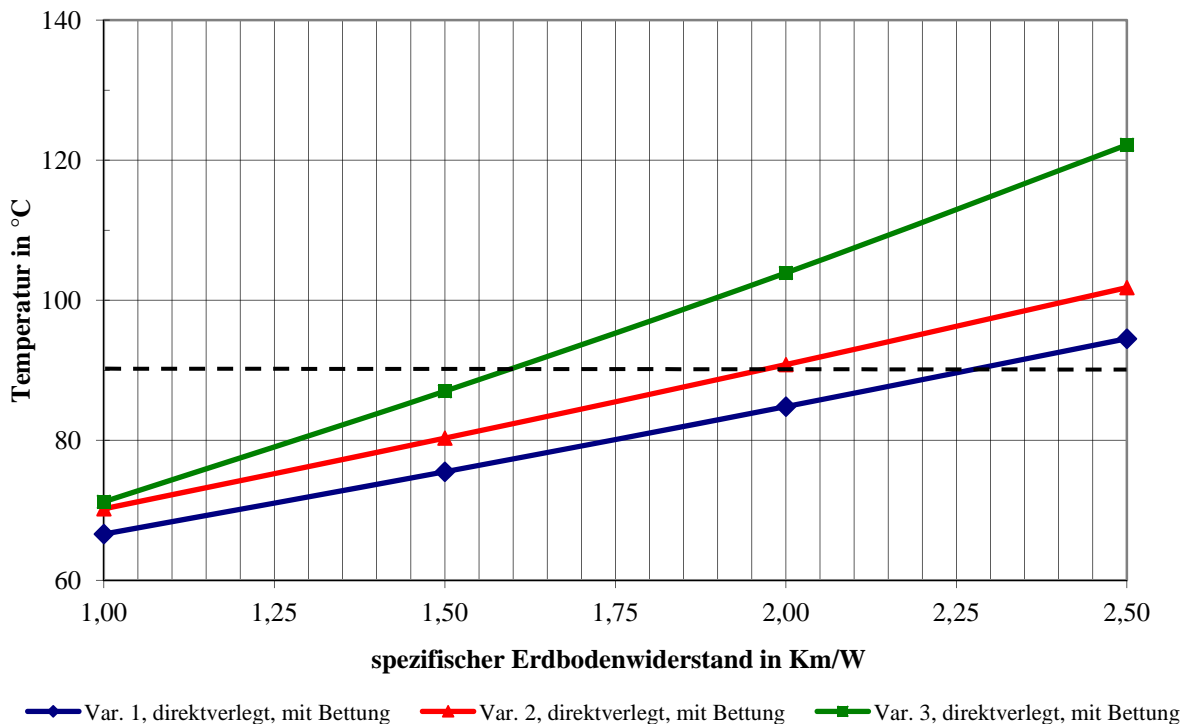
**Tabelle 4.7** Maximale Leitertemperaturen in °C im (n-1)-Fall bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA für alle drei Kabelgrabenprofil in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Legeart für einen Belastungsgrad von  $m = 1,0$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legeart
<b>Variante 1</b>	71,7	<b>97,8</b>	<b>127,1</b>	<b>160,2</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b>Variante 1</b>	66,6	75,5	84,8	<b>94,5</b>	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b>Variante 1</b>	78,1	<b>102,4</b>	<b>129,5</b>	<b>160,1</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
<b>Variante 2</b>	75,7	<b>104,5</b>	<b>137,2</b>	<b>174,7</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b>Variante 2</b>	70,2	80,3	<b>90,8</b>	<b>101,8</b>	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b>Variante 2</b>	82,1	<b>109</b>	<b>139,4</b>	<b>174,1</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
<b>Variante 3</b>	75,7	<b>104,5</b>	<b>137,2</b>	<b>174,7</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b>Variante 3</b>	71,2	87	<b>103,9</b>	<b>122,2</b>	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b>Variante 3</b>	82,1	<b>109</b>	<b>139,4</b>	<b>174,1</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)



**Abbildung 4.15** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legeart für das Kabelgrabenprofil nach Variante 1 bei einem Belastungsgrad von  $m = 1,0$

Aus **Tabelle 4.7** kann ersehen werden, ob Kombinationen aus Kabelgrabenprofil, Kabellegeart und spezifischem thermischen Erdbodenwiderständen zulässige Betriebszustände ermöglichen. Die Leistungsübertragung von 2250 MVA im (n-1)-Betrieb ist bei einem Erdbodenwiderstand von  $\rho(\text{Erde}) = 1,0 \text{ Km/W}$  mit allen Kabelgrabenprofilen und Kabellegearten möglich. Bei Verwendung thermischer Bettung kann bei  $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$  ebenfalls die untersuchte Leistungsübertragung gewährleistet werden. Ein Kabelgrabenprofil nach Variante 1 erreicht diese noch bei einem thermischen Erdbodenwiderstand von  $\rho(\text{Erde}) = 2,0 \text{ Km/W}$ . Diese Zusammenhänge verdeutlicht das in **Abbildung 4.16** dargestellte Diagramm.



**Abbildung 4.16** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand für alle drei Kabelgrabenprofile bei einem Belastungsgrad von  $m = 1,0$  und direkter Legung mit einem thermischen Bettungsmaterial

## 4.4 HGÜ: Maximal übertragbare Leistungen

### 4.4.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

**Tabelle 4.8** gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die mit vier Kabelsystemen ausgeführte Variante 1 bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden  $m$  und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegearten an. Die Angabe der übertragbaren Leistungen erfolgt für die HGÜ im MW, nicht wie für die HDÜ in MVA<sup>1)</sup>.

**Abbildung 4.17** zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

Die maximal übertragbare Leistung nimmt bei ansonsten gleichen Bedingungen mit steigendem Belastungsgrad ab. Bei konstantem Belastungsgrad nimmt die übertragbare Leistung mit steigenden spezifischen Erdbodenwiderständen auf-

<sup>1)</sup> Damit ist ein direkter Vergleich der HDÜ und der HGÜ nicht möglich. Die durch den Blindleistungsbedarf der HDÜ verursachten Verluste begrenzen die maximal übertragbare Leistung stärker.



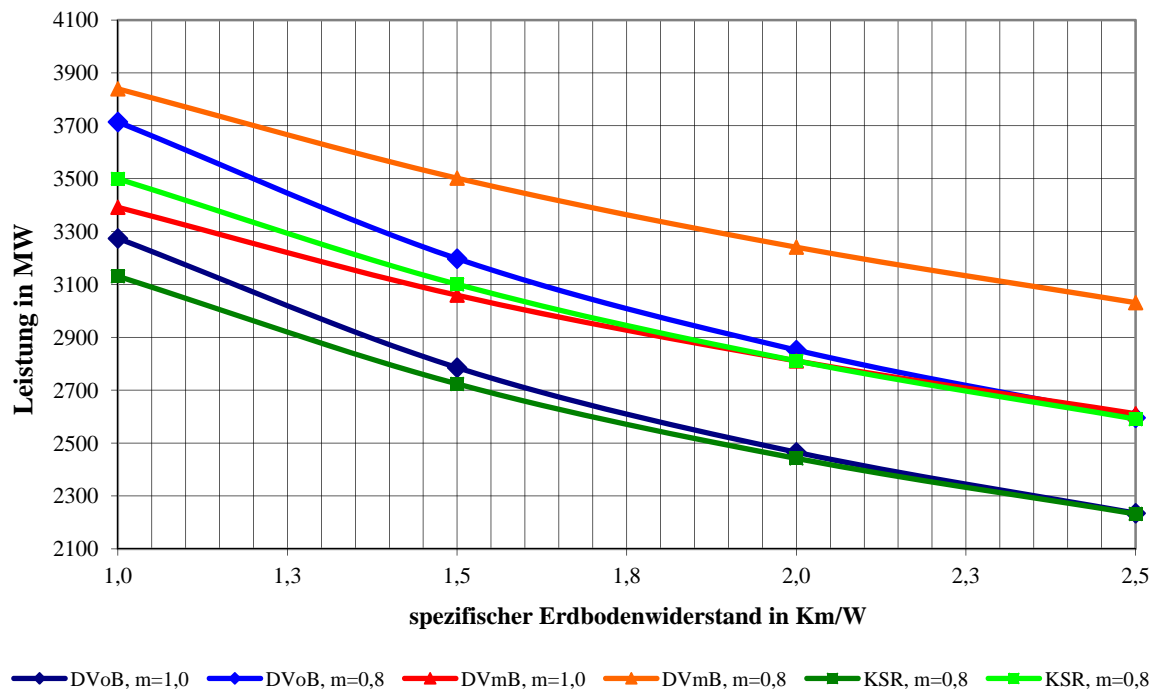
grund der schlechteren Wärmeabfuhr über den Erdboden ebenfalls deutlich bei sonst gleichen Bedingungen ab.

**Tabelle 4.8** Maximal übertragbare Leistungen in MW der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	3274	2785	2465	2235	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	3392	3059	2811	2611	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	3131	2724	2442	2232	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	3715	3197	2852	2596	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	<b>3840</b>	3502	3241	3031	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	3500	3100	2811	2591	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Der Vergleich der Legarten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen für einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  3840 MW für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 übertragen werden (**Tabelle 4.8**). Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 3715 MW, die Legung im Schutzrohr maximal 3500 MW gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 noch 2232 MW bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von  $m = 1$  übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2235 MW, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 2611 MW übertragen. Eine Übertragung von 3000 MW für alle Erdbodentypen ist somit nur bei Verwendung thermischer Bettung und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  möglich.

Das in **Abbildung 4.17** dargestellte Diagramm verdeutlicht insbesondere den positiven Einfluss der thermischen Bettung. Mit steigenden thermischen Widerständen des die Kabel umgebenden Erdbodens verringern sich die maximal übertragbaren Leistungen der Kabel nicht so stark wie bei direkter Kabellegung ohne thermische Bettung und Legung im Kabelschutzrohr.



**Abbildung 4.17** Maximal übertragbare Leistungen der Variante 1 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

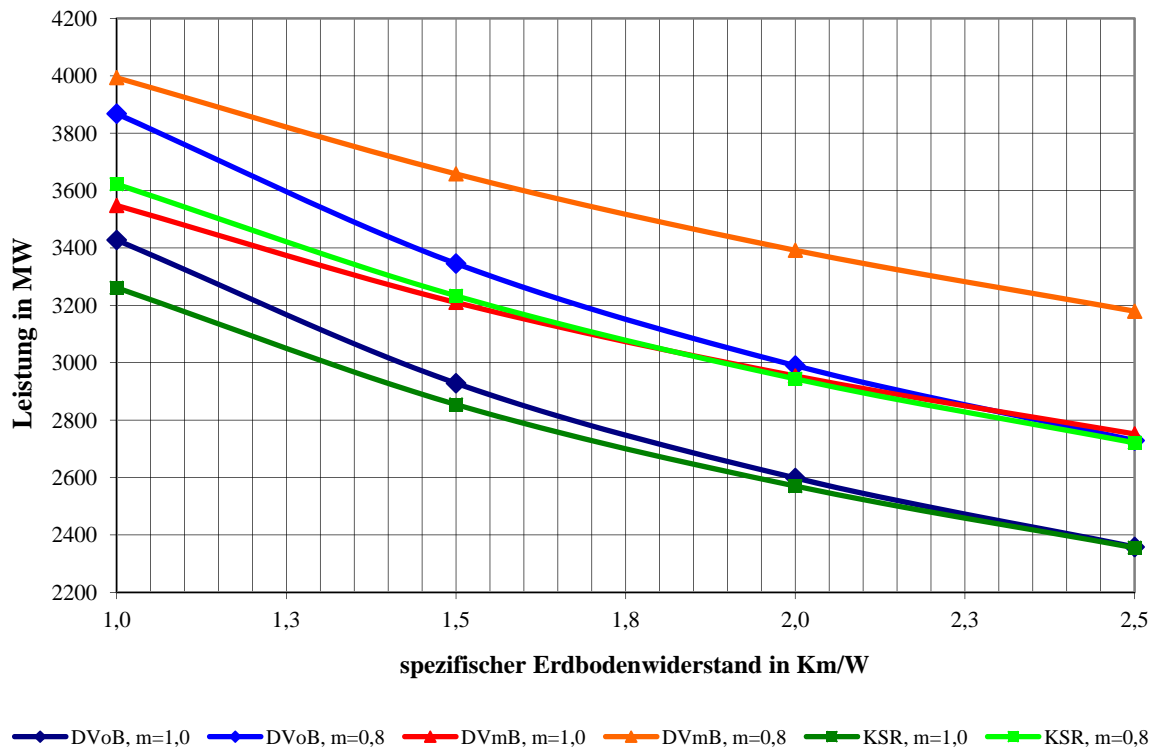
#### 4.4.2 Variante 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

**Tabelle 4.9** gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die Variante 2 bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden  $m$  und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

**Tabelle 4.9** Maximal übertragbare Leistungen in MW der Variante 2 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	3428	2929	2598	2358	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	3548	3210	2954	2752	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	3261	2854	2570	2355	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	3868	3346	2990	2729	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	<b>3994</b>	3658	3392	3180	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	3622	3233	2944	2721	Kabelschutzrohranlage (KSR)

**Abbildung 4.18** zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legearten.



**Abbildung 4.18** Maximal übertragbare Leistungen der Variante 2 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Der Vergleich der Legearten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legearten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  3994 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 3868 MW, die Legung im Schutzrohr maximal 3622 MW gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 noch 2355 MW bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von  $m = 1$  übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2358 MW, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 2752 MW übertragen. Eine Übertragung von 3000 MW für alle Erdbodentypen ist somit wiederum nur bei Verwendung thermischer Bettung und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  möglich.

### 4.4.3 Variante 3 – getrennte Kabelgräben

**Tabelle 4.10** gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die Variante 3 bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden  $m$  und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

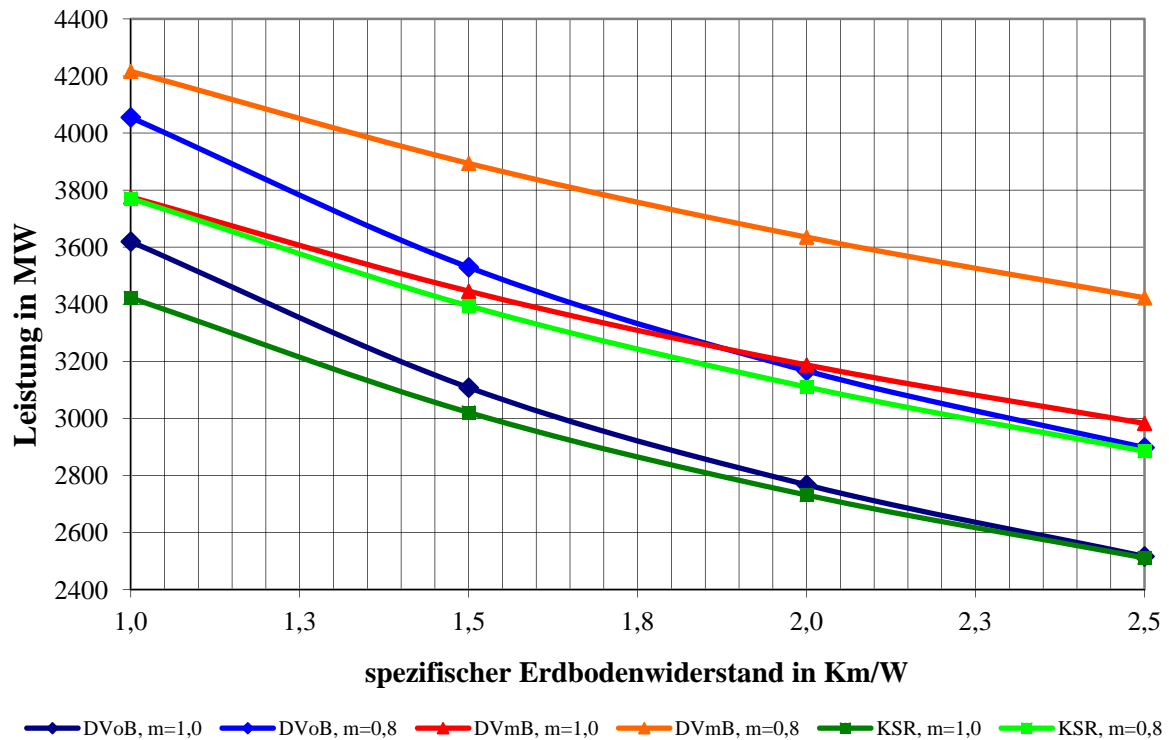
**Tabelle 4.10** Maximal übertragbare Leistungen in MW der Variante 3 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	3620	3108	2767	2516	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	3776	3446	3187	2982	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	3423	3021	2732	2511	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	4055	3530	3167	2898	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	<b>4216</b>	3894	3635	3423	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	3771	3395	3110	2885	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Das in **Abbildung 4.19** dargestellte Diagramm zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legearten.

Der Vergleich der Legearten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legearten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  4216 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 3 übertragen werden (**Tabelle 4.10**).

Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 4055 MW, die Legung im Schutzrohr maximal 3771 MW gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 3 noch 2511 MW bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von  $m = 1$  übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2516 MW, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 2982 MW übertragen. Eine Übertragung von 3000 MW für alle Erdbodentypen ist somit wiederum nur bei Verwendung thermischer Bettung und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  möglich.



**Abbildung 4.19** Maximale übertragbare Leistung der Variante 3 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellearten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Ein Vergleich der drei untersuchten Kabelgrabenprofile zeigt, dass Variante 3 die höchsten und Variante 1 die niedrigsten Übertragungsleistungen ermöglicht. Anders als bei der Drehstromübertragung kann mit der Legung von 2x2 Kabelsystemen nach Variante 2 eine Leistungssteigerung gegenüber der äquidistanten Legung nach Variante 1 erreicht werden. Begründet wird dies mit der geringeren gegenseitigen Erwärmung der Kabel eines Systems, da ein HGÜ-System aus lediglich zwei statt drei Kabeln besteht.

## 4.5 HGÜ: Maximale Temperaturen

In diesem Abschnitt werden die sich maximal einstellenden Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW für den Normal- und 2250 MW für den (n-1)-Betrieb angegeben. Abweichend von Abschnitt 4.4 finden nun drei statt zwei unterschiedliche Belastungsgrade Berücksichtigung. Dies soll den Einfluss des Belastungsgrades auf die sich einstellenden maximalen Temperaturen verdeutlichen.

### 4.5.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

**Tabelle 4.11** gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 für drei unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

**Tabelle 4.11** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, dem Belastungsgrad und der Legart

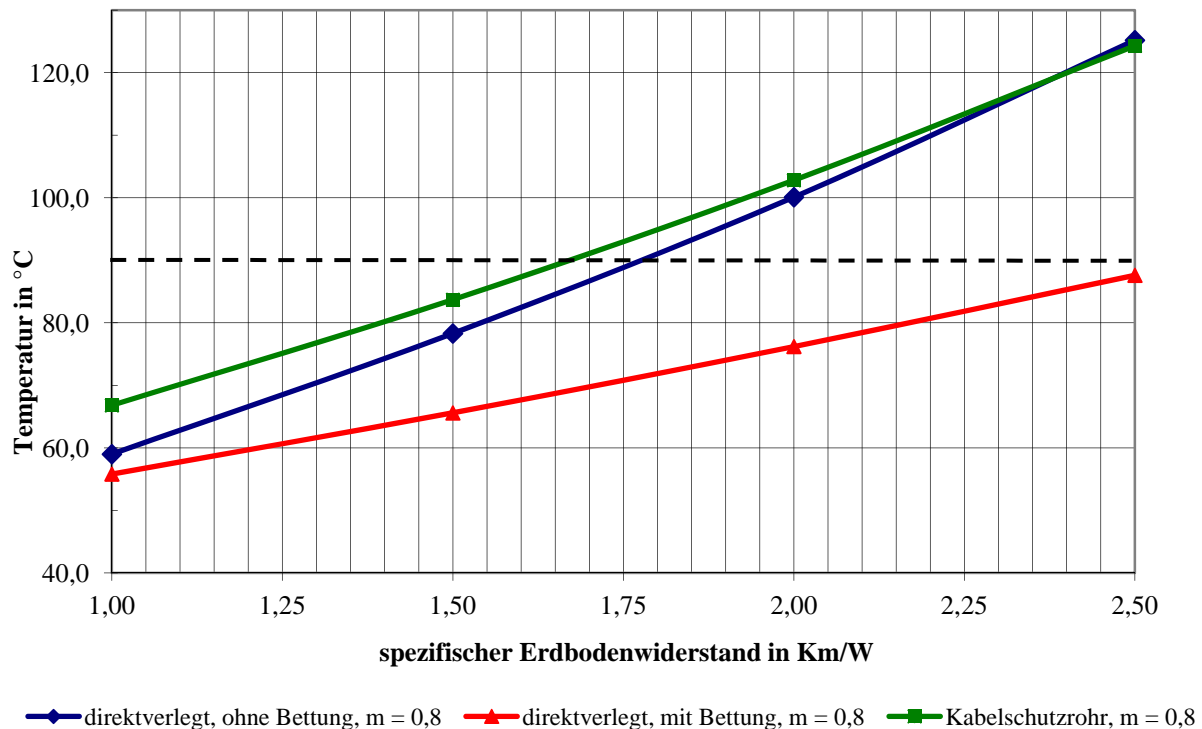
$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	74,6	<b>105,5</b>	<b>143,2</b>	<b>190,0</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	69,7	85,7	<b>103,6</b>	<b>123,6</b>	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	82,2	<b>110,5</b>	<b>144,3</b>	<b>185,5</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	59,0	78,3	<b>100,1</b>	<b>125,2</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	55,8	65,6	76,2	87,6	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	66,8	83,7	<b>102,8</b>	<b>124,3</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	47,4	58,9	71,3	84,9	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	45,2	50,9	56,8	63,0	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	55,2	64,8	75,0	86,0	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Eine Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 ist für alle untersuchten Erdbodentypen und Kabellegevarianten lediglich unter der Bedingung realisierbar, dass ein Belastungsgrad von  $m = 0,6$  eingehalten wird. Die Verwendung einer thermischen Bettung kann bei allen untersuchten thermischen Erdbodenwiderständen einen Belastungsgrad von  $m = 0,8$  ermöglichen. Die in **Tabelle 4.11** angegebenen Werte für die Leitertemperatur sind theoretische Werte, die bei 33 Prozent der untersuchten Konstellationen teilweise weit über der maximal zulässigen Temperatur der untersuchten Kabel liegen. Diese Konstellationen würden somit zu einer Überlastung und damit einhergehender Beschädigung oder Zerstörung der eingesetzten Betriebsmittel führen. In der Praxis würden Betriebszustände, aus denen derartige Temperaturerhöhungen resultieren, durch rechtzeitige Leistungsreduzierung oder Abschaltung vermieden werden können.

Aus **Tabelle 4.11** kann somit ersehen werden, ob Kombinationen aus Kabelgrabenprofil, Kabellegeart und spezifischem thermischen Erdbodenwiderständen zulässige Betriebszustände bei bestimmten Belastungsgraden ermöglichen. Die Leis-



tungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb ist bei einem Erdbodenwiderstand von  $\rho = 1,0$  mit allen Kabelgrabenprofilen und Kabellegearten möglich. Bei Verwendung thermischer Bettung kann bei  $\rho = 1,5$  ebenfalls die untersuchte Leistungsübertragung gewährleistet werden.

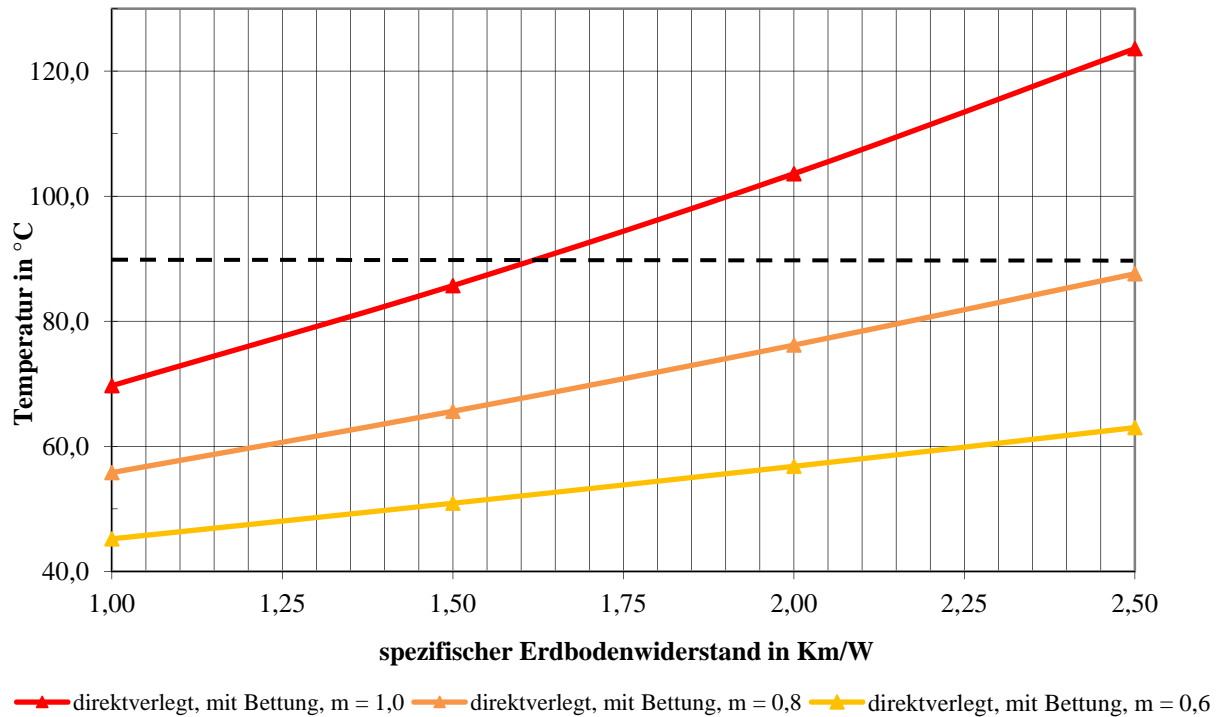


**Abbildung 4.20** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart

Das in **Abbildung 4.20** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten theoretisch auftretenden Leitertemperaturen. Es ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine direkte Legung oder eine Schutzrohrlegung der Kabel bedingen höhere Leitertemperaturen und damit auch eine stärkere Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.

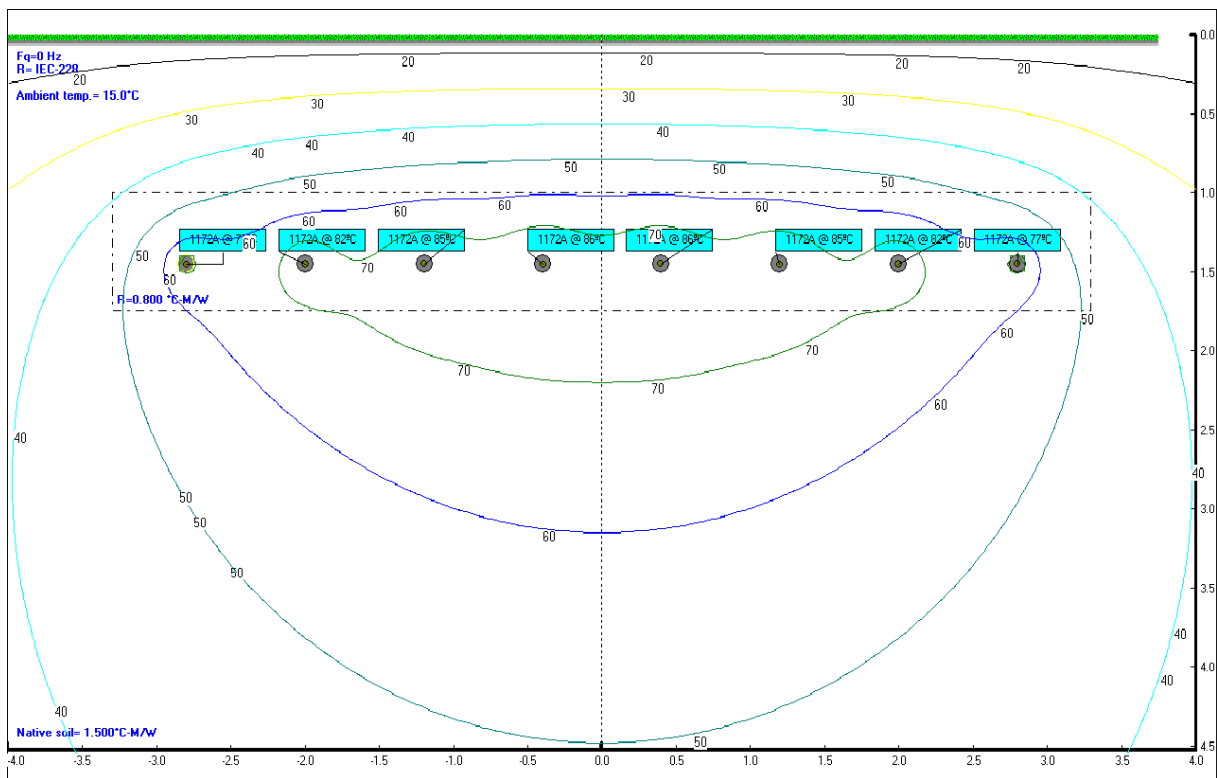
Das in **Abbildung 4.21** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades  $m$  auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade. Es ist ersichtlich, dass für das untersuchte

Kabelgrabenprofil und Belastungsgrade von  $m = 0,6$  und  $m = 0,8$  die zulässige Leitertemperatur nicht überschritten wird.



**Abbildung 4.21** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad  $m$  bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

Die in **Abbildung 4.22** dargestellte Grafik zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 1, einer Leistungsübertragung von  $S = 3000$  MW und einem Belastungsgrad von  $m = 1$ . Der thermische Widerstand des in diesem Fall verwendeten Bettungsmaterials beträgt  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ , der des übrigen Erdbodens einheitlich  $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ . Die höchsten Temperaturen treten vor allem aufgrund der gegenseitigen Erwärmung im Bereich der beiden innersten Kabel auf.



**Abbildung 4.22** Temperaturverlauf im Erdboden ( $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ ,  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ ) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad  $m = 1,0$  für das Kabelgrabenprofil der Variante 1

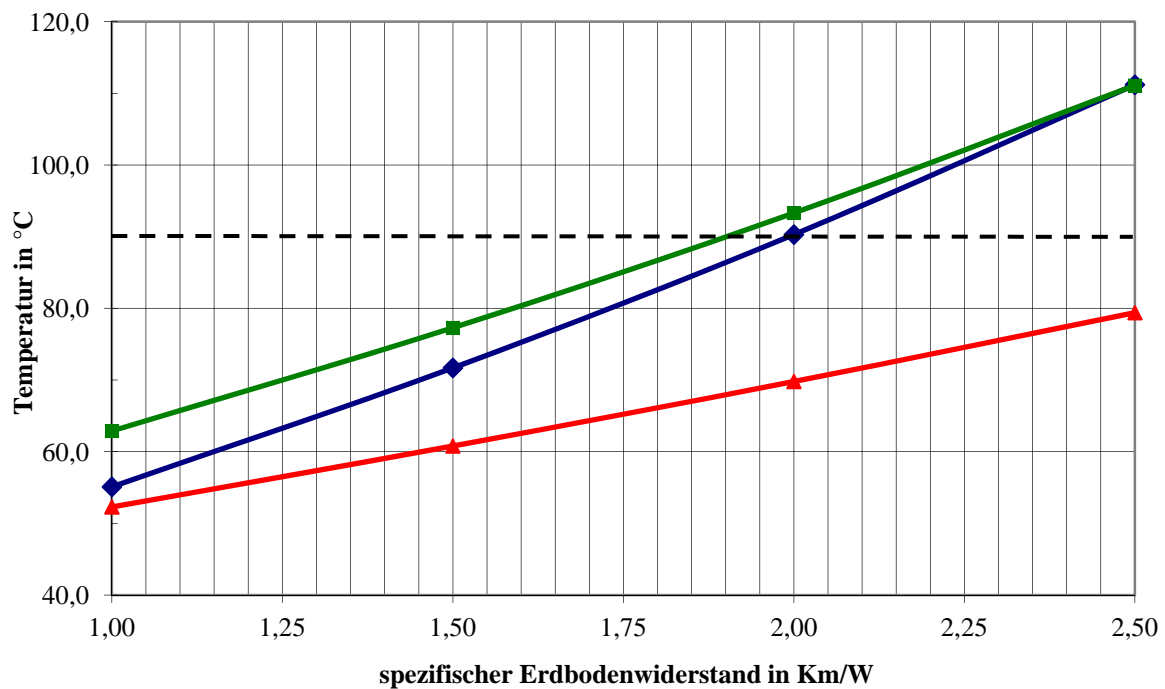
#### 4.5.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

**Tabelle 4.12** gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 für drei unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

Eine Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 ist für alle untersuchten Erdbodentypen und Kabellegevarianten lediglich unter der Bedingung realisierbar, dass ein Belastungsgrad von  $m = 0,6$  eingehalten wird. Die Verwendung einer thermischen Bettung kann bei allen untersuchten thermischen Erdbodenwiderständen einen Belastungsgrad von  $m = 0,8$  ermöglichen. Die in **Tabelle 4.12** angegebenen Werte für die Leitertemperatur sind theoretische Werte, die bei 33 Prozent der untersuchten Konstellationen teilweise weit über der Bemessungstemperatur der untersuchten Kabel liegen. Diese Konstellationen würden somit zu einer Überlastung und damit einhergehender Beschädigung oder Zerstörung der eingesetzten Betriebsmittel führen. In der Praxis würden Betriebszustände, aus denen derartige Temperaturerhöhungen resultieren, durch rechtzeitige Leistungsreduzierung oder Abschaltung vermieden werden können.

**Tabelle 4.12** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, dem Belastungsgrad und der Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
<b><math>m = 1,0</math></b>	68,4	<b>94,5</b>	<b>125,6</b>	<b>163,1</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b><math>m = 1,0</math></b>	64,2	77,8	<b>92,7</b>	<b>109,2</b>	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b><math>m = 1,0</math></b>	76,0	<b>99,7</b>	<b>127,4</b>	<b>160,2</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
<b><math>m = 0,8</math></b>	55,1	71,7	<b>90,3</b>	<b>111,2</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b><math>m = 0,8</math></b>	52,3	60,8	69,8	79,4	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b><math>m = 0,8</math></b>	62,9	77,3	<b>93,3</b>	<b>111,1</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
<b><math>m = 0,6</math></b>	45,1	55,2	66,0	77,8	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<b><math>m = 0,6</math></b>	43,2	48,1	53,2	58,6	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<b><math>m = 0,6</math></b>	52,9	61,2	69,9	79,2	Kabelschutzrohranlage (KSR)

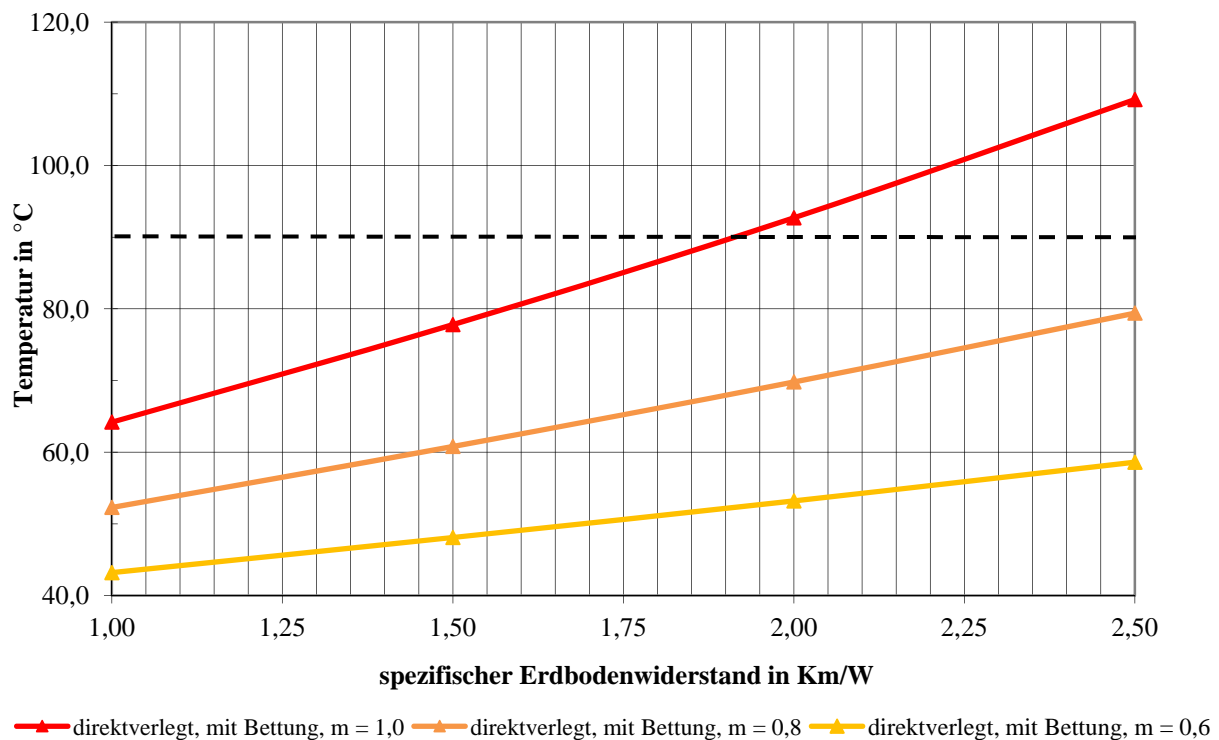


—♦— direktverlegt, ohne Bettung,  $m = 0,8$  —▲— direktverlegt, mit Bettung,  $m = 0,8$  —■— Kabelschutzrohr,  $m = 0,8$

**Abbildung 4.23** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb und einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart

Aus **Tabelle 4.12** kann ersehen werden, ob Kombinationen aus Kabelgrabenprofil, Kabellegeart und spezifischem thermischen Erdbodenwiderständen zulässige Betriebszustände für bestimmte Belastungsgrade ermöglichen. Die Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb ist bei einem Erdbodenwiderstand von  $\rho(\text{Erde}) = 1,0$  mit allen Kabelgrabenprofilen und Kabellegearten möglich. Bei Verwendung thermischer Bettung kann bei  $\rho(\text{Bettung}) = 1,5$  ebenfalls die untersuchte Leistungsübertragung gewährleistet werden.

Das in **Abbildung 4.23** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zum vorherigen Abschnitt ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen.



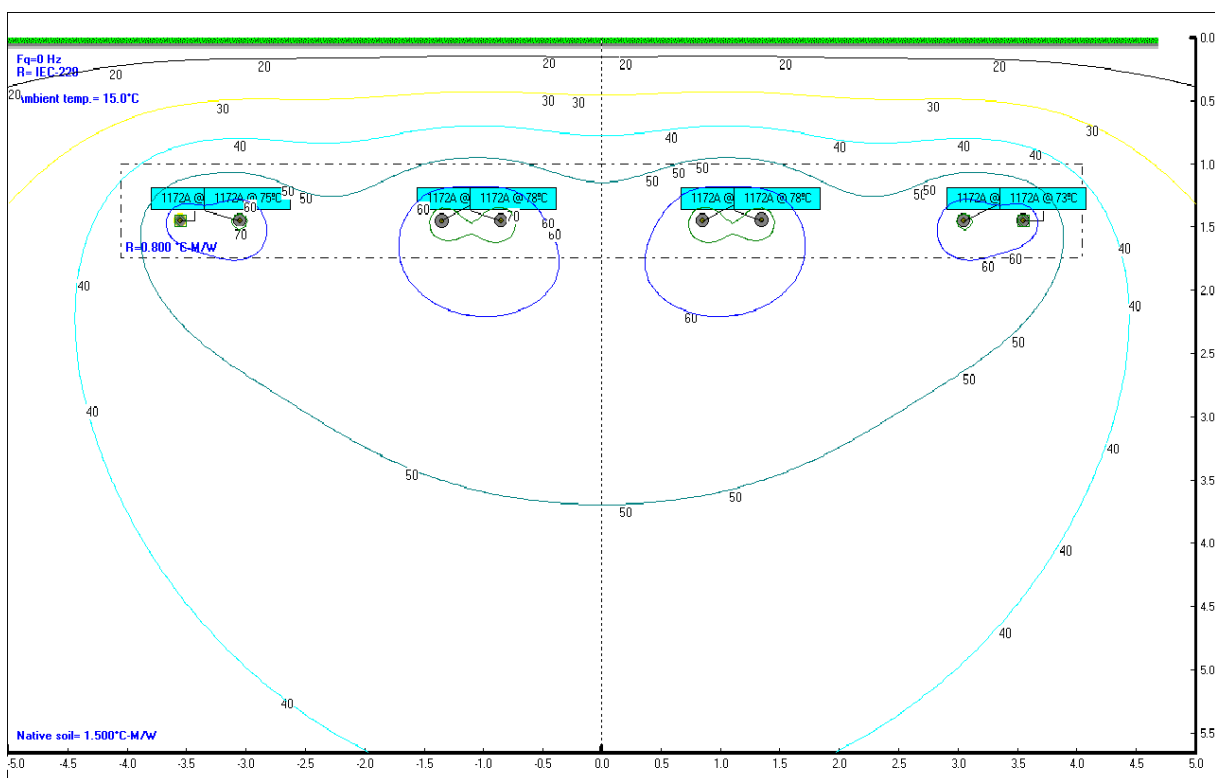
**Abbildung 4.24** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad  $m$  bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

Das in **Abbildung 4.24** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades  $m$  auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden analog zum vorherigen Abschnitt in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Der Vergleich der Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 1 grundsätzlich höher sind als bei

Anwendung der Variante 2. Dieser Zusammenhang ist durch den höheren Abstand der HGÜ-Kabelsysteme zueinander begründet. Variante 2 ist somit aus thermischer Sicht das geeignetere Grabenprofil.

Die in **Abbildung 4.25** dargestellte Grafik zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 2, einer Leistungsübertragung von  $S = 3000$  MW und einem Belastungsgrad von  $m = 1$ .

In diesem Fall beträgt der thermische Widerstand des verwendeten Bettungsmaterials  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ , der des übrigen Erdbodens einheitlich  $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ . Die höchsten Temperaturen treten im Bereich der beiden innersten Kabel des zweiten und dritten Kabelsystems auf. Der Vergleich von **Abbildung 4.25** und **Abbildung 4.22** zeigt wiederum die oben beschriebenen günstigeren thermischen Eigenschaften des Kabelgrabenprofils der Variante 2.



**Abbildung 4.25** Temperaturverlauf im Erdboden ( $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ ,  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ ) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad  $m = 1,0$  für das Kabelgrabenprofil der Variante 2

### 4.5.3 Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

**Tabelle 4.13** gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Vari-



ante 3 für drei unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände  $\rho(\text{Erde})$  für die drei Kabellegevarianten an.

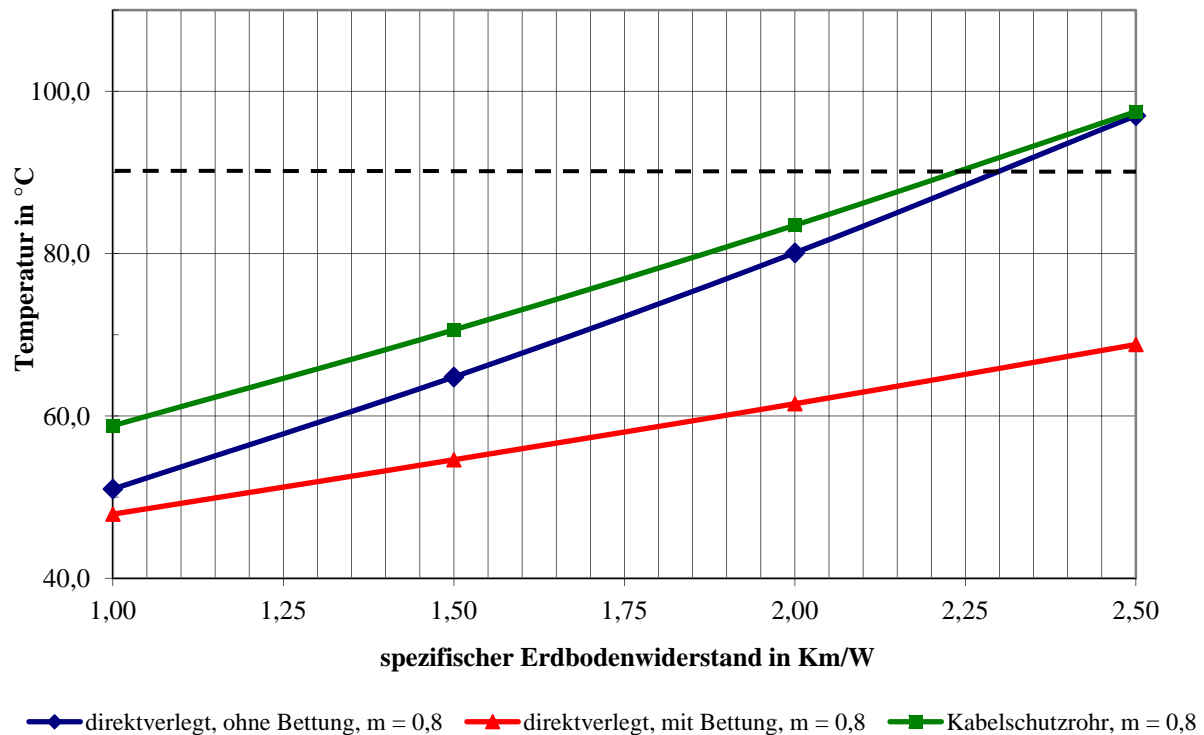
Der Großteil der untersuchten Kombinationen aus spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, Kabellegeart und Belastungsgrad ist für eine Leistungsübertragung von 3000 MW für das Kabelgrabenprofil nach Variante 3 bei Einhaltung der Leitertemperatur von 90°C realisierbar.

Gesichert können 3000 MW für die untersuchten Erdbodentypen und Kabellegevarianten lediglich unter der Bedingung übertragen werden, dass der Belastungsgrad von  $m = 0,6$  eingehalten wird. Die Verwendung einer thermischen Bettung kann bei allen untersuchten thermischen Erdbodenwiderständen einen Belastungsgrad von  $m = 0,8$  ermöglichen.

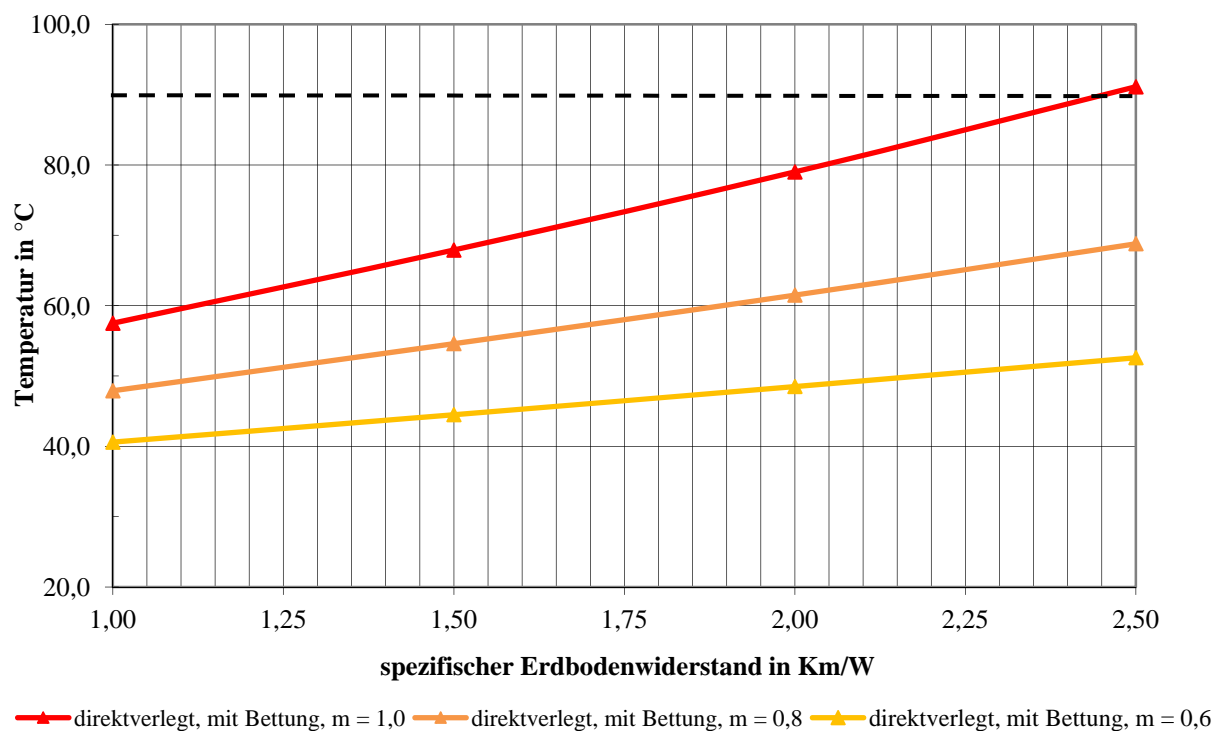
**Tabelle 4.13** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, dem Belastungsgrad und der Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	61,9	83,2	<b>107,8</b>	<b>136,6</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	57,5	67,9	79,0	<b>91,1</b>	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	69,6	88,6	<b>110,2</b>	<b>135,1</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	51,0	64,8	80,1	<b>97,0</b>	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	47,9	54,6	61,5	68,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	58,8	70,6	83,5	<b>97,5</b>	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	42,6	51,3	60,5	70,3	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	40,6	44,5	48,5	52,6	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	50,5	57,3	64,5	72,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Das in **Abbildung 4.26** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zu den vorherigen Abschnitten ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden wiederum bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht.



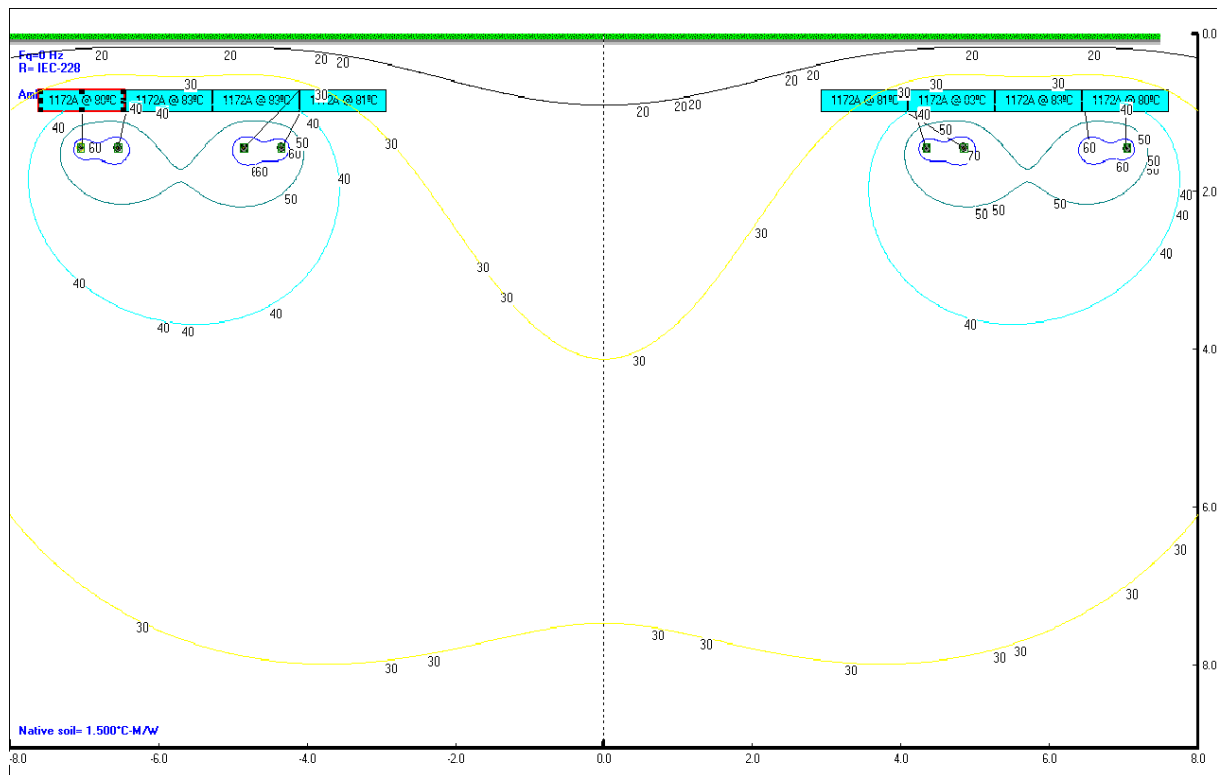
**Abbildung 4.26** Max. Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW und  $m = 0,8$  für Var. 3 in Abh. vom therm. Erdbodenwiderstand und Legart



**Abbildung 4.27** Max. Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW für Var. 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad  $m$  bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

Das in **Abbildung 4.27** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades  $m$  auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden analog zu den vorherigen Abschnitten in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen aufgrund der erschöpften thermischen Speicherfähigkeit des Erdbodens höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade.

Die in **Abbildung 4.28** dargestellte Grafik zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 3, einer Leistungsübertragung von  $S = 3000$  MW und einem Belastungsgrad von  $m = 1$ . Der thermische Widerstand des die Kabel umgebenden Erdbodens beträgt einheitlich  $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ . Die höchsten Temperaturen treten im Bereich des jeweils innersten Kabels des zweiten und dritten Systems auf.



**Abbildung 4.28** Temperaturverlauf im Erdboden ( $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ ) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad  $m = 1,0$  für das Kabelgrabenprofil der Variante 3

Der Vergleich der Variante 3 mit den Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 3 grundsätzlich niedriger sind als bei Anwendung der anderen Kabelgrabenprofile. Dieser Zusammenhang ist durch den hohen Abstand der Doppelsysteme zueinander bei Variante 3 begründet. Die Doppelsysteme können als nahezu thermisch entkoppelt betrachtet werden. Das Kabelgrabenprofil nach Variante 3

ist von den drei untersuchten Anordnungen im Normalbetrieb aus thermischer Sicht das geeignetste Grabenprofil.

#### 4.5.4 Variante 1-3: (n-1)-Fall

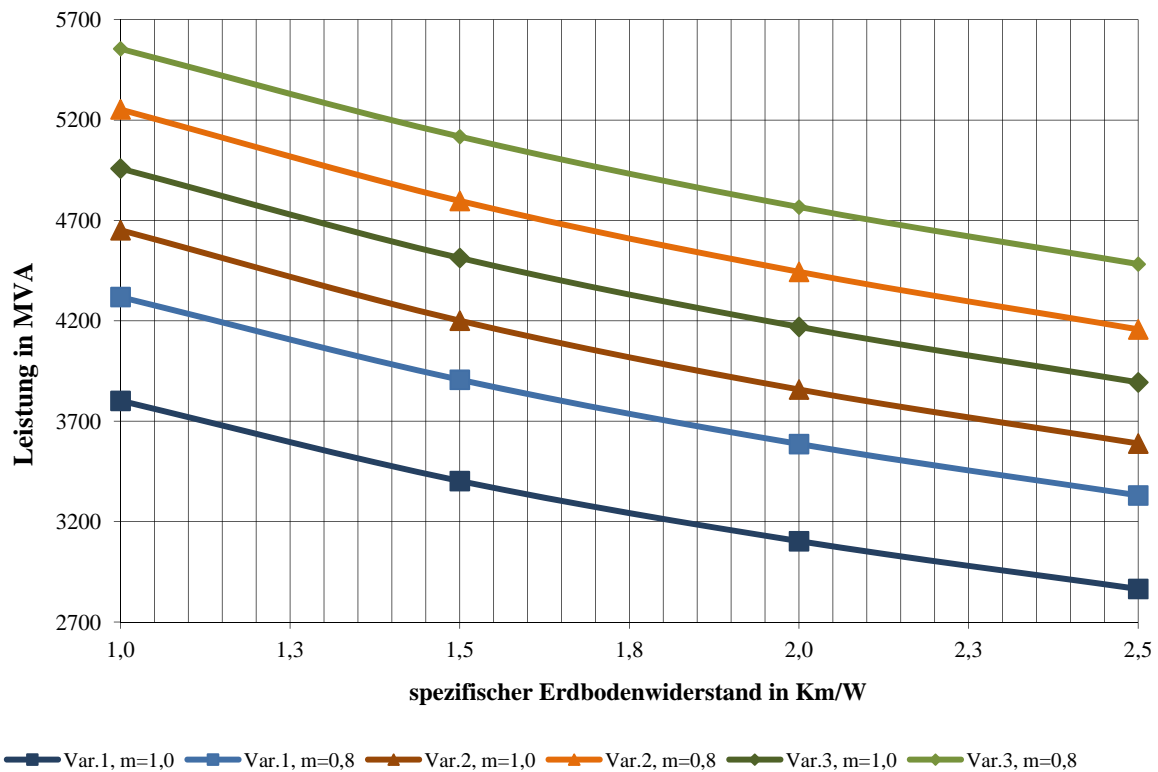
Da sich im (n-1)-Fall in der Regel höhere Leiterströme und damit höhere Wärmeentwicklungen ergeben als im Normalbetrieb, wurde dieser Fall der Vollständigkeit halber ebenfalls bei den Berechnungen berücksichtigt. In Ermangelung konkreter Leistungsflussergebnisse wurde hierbei angenommen, dass die verbleibenden Übertragungssysteme eine pauschale Leistung von 75 % (2250 MW) der vorherigen Belastung übertragen müssen. Hierbei wurde für die Kabel jeweils der Ausfall eines Stromkreises angenommen. Bei der HGÜ wurde für den (n-1)-Fall der Ausfall eines Teilkonverters unterstellt. Das betroffene System wird hierbei im sogenannten metallic-return-Betrieb mit halber Gleichspannung und bei unveränderten Leiterströmen weiterbetrieben (siehe Teil I). Die Übertragung einer Leistung in Höhe von 75 Prozent der Bemessungsleistung der gesamten Trasse ist weiterhin gesichert möglich, da lediglich in einem der vier Kabelsysteme die übertragbare Leistung auf die Hälfte reduziert wird. Somit bleiben theoretisch 87,5 Prozent der Bemessungsübertragungsleistung erhalten. Die Höhe der Ströme verändert sich nicht. Je nach Lage des metallic-return im Kabelgraben, stellt sich eine andere Temperaturverteilung ein. Es fließen aber nach wie vor Gleichströme mit demselben Betrag wie im Normalbetrieb in den Kabeln. Deshalb bleiben auch die thermischen Verhältnisse im Erdboden nahezu konstant. Die in den Abschnitten 4.5.1 bis 4.5.3 berechneten Temperaturen und deren Verläufe können somit ebenfalls für den (n-1)-Fall angenommen werden.

### 4.6 HGÜ: Alternativer Leiterquerschnitt

Zur Übertragung höherer Leistungen bzw. zur Reduzierung der maximalen Temperaturen können beispielsweise höhere Leiterquerschnitte verwendet werden. Dazu ist eine alternative Kabelvariante untersucht worden, bei der anstatt der bisher untersuchten Kabel mit einem Leiterquerschnitt von  $A = 1600 \text{ mm}^2$ , Erdkabel mit einem Leiterquerschnitt von  $A = 2600 \text{ mm}^2$  Verwendung fanden. Das Leitermaterial ist weiterhin Aluminium. Die Betriebsspannung der untersuchten Konfigurationen beträgt ebenfalls  $\pm 320 \text{ kV}$ , diese basiert auf Angaben des Unternehmens ABB in seinen Produktbeschreibungen und findet bei der aktuellsten Variante der HGÜ von ABB Verwendung.

#### 4.6.1 Maximal übertragbare Leistungen

Die Berechnungen für die maximal übertragbaren Leistungen wurden für die Kabellegevariante mit thermischer Bettung durchgeführt, die Ergebnisse sind in **Tabelle 4.14** angegeben und in **Abbildung 4.29** grafisch dargestellt.



**Abbildung 4.29** Maximal übertragbare Leistungen der drei Varianten in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung für einen Leiterquerschnitt  $A = 2600 \text{ mm}^2$

Auf Berechnungen unter Berücksichtigung einer direkten Kabellegung ohne thermische Bettung und einer Schutzrohrlegung der Kabel wurde verzichtet, da der Vergleich des Einflusses der unterschiedlichen Leiterquerschnitte lediglich die grundsätzlichen Zusammenhänge darstellen soll.

**Tabelle 4.14** Maximal übertragbare Leistungen in MW der drei Varianten in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung für einen Leiterquerschnitt  $A = 2600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
<b><math>m = 1,0</math></b>	3802	3402	3103	2865	Variante 1
<b><math>m = 0,8</math></b>	4319	3907	3587	3331	Variante 1
<b><math>m = 1,0</math></b>	4652	4201	3858	3589	Variante 2
<b><math>m = 0,8</math></b>	5253	4797	4444	4157	Variante 2
<b><math>m = 1,0</math></b>	4959	4513	4170	3894	Variante 3
<b><math>m = 0,8</math></b>	5555	5117	4767	4483	Variante 3

Zur besseren Übersicht sind in **Tabelle 4.15** die Berechnungsergebnisse für einen Leiterquerschnitt  $A = 1600 \text{ mm}^2$  aus **Tabelle 4.8**, **Tabelle 4.9** und **Tabelle 4.10** für die direkte Legung mit thermischer Bettung zusammengefasst.

**Tabelle 4.15** Maximal übertragbare Leistungen in MW der drei Varianten in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung für einen Leiterquerschnitt  $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	3392	3059	2811	2611	Variante 1
$m = 0,8$	3840	3502	3241	3031	Variante 1
$m = 1,0$	3548	3210	2954	2752	Variante 2
$m = 0,8$	3994	3658	3392	3180	Variante 2
$m = 1,0$	3776	3446	3187	2982	Variante 3
$m = 0,8$	4216	3894	3635	3423	Variante 3

In **Tabelle 4.16** ist die mögliche Steigerung der Übertragungsleistung in Prozent bei Verwendung des Leiterquerschnitts von  $A = 2600 \text{ mm}^2$  bezogen auf die Übertragungsleistung bei einem Leiterquerschnitt von  $A = 1600 \text{ mm}^2$  angegeben. Die Berechnungsergebnisse in **Tabelle 4.16** zeigen, dass durch die Vergrößerung des Leiterquerschnitts deutlich höhere Leistungen übertragen werden können.

Die äquidistante Kabellegung der Variante 1 ermöglicht lediglich relativ geringe Erhöhungen der Übertragungsleistung im Bereich von 9,7 bis 12,5 Prozent. Die Verwendung der Varianten 2 und 3 hingegen führt zu einer deutlichen Steigerung der Leistungsübertragung bei Verwendung des größeren Leiterquerschnitts, es sind Steigerungen im Bereich von 30,4 bis 31,8 Prozent möglich.

**Tabelle 4.16** Erhöhung der Übertragungsleistung in Prozentpunkten bei Verwendung des höheren Leiterquerschnitts in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	12,1%	11,2%	10,4%	9,7%	Variante 1
$m = 0,8$	12,5%	11,6%	10,7%	9,9%	Variante 1
$m = 1,0$	31,1%	30,9%	30,6%	30,4%	Variante 2
$m = 0,8$	31,5%	31,1%	31,0%	30,7%	Variante 2
$m = 1,0$	31,3%	31,0%	30,9%	30,6%	Variante 3
$m = 0,8$	31,8%	31,4%	31,1%	31,0%	Variante 3



#### 4.6.2 Maximale Temperaturen

In **Tabelle 4.17** sind die Berechnungsergebnisse für die Bestimmung der maximalen Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad  $m$  bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung und einer Leiterquerschnittsfläche von  $A = 2600 \text{ mm}^2$  angegeben.

**Tabelle 4.17** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad  $m$  bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung und einer Leiterquerschnittsfläche von  $A = 2600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	44,2	52,1	60,4	69,2	Variante 1
$m = 0,8$	37,1	42,2	47,4	52,9	Variante 1
$m = 0,6$	31,5	34,5	37,6	40,8	Variante 1
$m = 1,0$	41,4	48,2	55,3	62,8	Variante 2
$m = 0,8$	35,2	39,7	44,2	49,0	Variante 2
$m = 0,6$	30,4	33,0	35,7	38,5	Variante 2
$m = 1,0$	37,9	43,2	48,8	54,5	Variante 3
$m = 0,8$	32,9	36,4	40,0	43,7	Variante 3
$m = 0,6$	29,0	31,1	33,2	35,4	Variante 3

Wiederum zur besseren Übersicht sind in **Tabelle 4.18** die die Berechnungsergebnisse für die maximal auftretenden Temperaturen für einen Leiterquerschnitt von  $A = 1600 \text{ mm}^2$  aus **Tabelle 4.11**, **Tabelle 4.12** und **Tabelle 4.13** für die direkte Legung mit thermischer Bettung zusammengefasst.

Auf die Berücksichtigung der anderen Legevarianten wurde aus denselben Gründen, wie sie im vorherigen Abschnitt dargelegt worden sind, verzichtet.

**Tabelle 4.18** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad  $m$  bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung und einer Leiterquerschnittsfläche von  $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	69,7	85,7	<b>103,6</b>	<b>123,6</b>	Variante 1
$m = 0,8$	55,8	65,6	76,2	87,6	Variante 1
$m = 0,6$	45,2	50,9	56,8	63,0	Variante 1
$m = 1,0$	64,2	77,8	<b>92,7</b>	<b>109,2</b>	Variante 2
$m = 0,8$	52,3	60,8	69,8	79,4	Variante 2
$m = 0,6$	43,2	48,1	53,2	58,6	Variante 2
$m = 1,0$	57,5	67,9	79,0	<b>91,1</b>	Variante 3
$m = 0,8$	47,9	54,6	61,5	68,8	Variante 3
$m = 0,6$	40,6	44,5	48,5	52,6	Variante 3

**Tabelle 4.19** Differenzen der maximalen Temperaturen in K bei Verwendung des höheren Leiterquerschnitts bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad  $m$  bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	-25,5	-33,6	-43,2	-54,4	Variante 1
$m = 0,8$	-18,7	-23,4	-28,8	-34,7	Variante 1
$m = 0,6$	-13,7	-16,4	-19,2	-22,2	Variante 1
$m = 1,0$	-22,8	-29,6	-37,4	-46,4	Variante 2
$m = 0,8$	-17,1	-21,1	-25,6	-30,4	Variante 2
$m = 0,6$	-12,8	-15,1	-17,5	-20,1	Variante 2
$m = 1,0$	-19,6	-24,7	-30,2	-36,6	Variante 3
$m = 0,8$	-15,0	-18,2	-21,5	-25,1	Variante 3
$m = 0,6$	-11,6	-13,4	-15,3	-17,2	Variante 3

In **Tabelle 4.19** sind die Differenzen in K zwischen den maximal auftretenden Temperaturen der drei Kabelgrabenprofile für die direkte Kabellegung mit thermischer Bettung bei Verwendung eines Leiterquerschnitts von  $A = 2600 \text{ mm}^2$  anstelle

des in den Abschnitten 4.5.1 bis 4.5.3 verwendeten Leiterquerschnitts von  $A = 1600 \text{ mm}^2$  dargestellt.

Prinzipiell stellen sich bei der Verwendung höherer Querschnitte durch die geringeren Leitungsverluste geringere Temperaturen an den Leitern und im Erdreich ein. Insbesondere bei hohen Belastungsgraden und hohen thermischen Erdbodenwiderständen wirkt sich die Verwendung großer Leiterquerschnitte positiv auf die auftretenden Temperaturen auf.

Die stärkste Reduzierung der maximal auftretenden Temperatur wird bei Variante 1 erreicht. Hier ist eine Maximaltemperaturabsenkung um bis zu 54,4 K möglich. Bei der thermisch günstigen Variante 3 fällt die Absenkung der maximal auftretenden Temperatur geringer aus, es kann allerdings immer noch eine Reduzierung um bis zu 36,6 K erreicht werden. Bei Variante 2 sind Temperaturreduzierungen von bis zu 46,6 K möglich.

#### 4.7 HGÜ: Alternatives Bettungsmaterial

Zur Verbesserung des Übertragungsverhaltens einer Erdkabeltrasse kann das die Kabel umgebende Erdreich gegen thermisch stabilisierte Bettungsmaterialien ausgetauscht werden. Zur Verdeutlichung des Einflusses des verwendeten Bettungsmaterials auf die sich maximal einstellenden Temperaturen soll in diesem Abschnitt Material mit einem thermischen Widerstand von  $\rho(\text{Bettung}) = 0,5 \text{ Km/W}$  verwendet werden. Die in **Tabelle 4.20** angegebenen Temperaturwerte ergeben sich bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$ .

**Tabelle 4.20** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung mit  $\rho = 0,5 \text{ Km/W}$  bei einem Belastungsgrad  $m = 0,8$  und einer Leiterquerschnittsfläche von  $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 0,8$	51	60,6	70,8	81,4	Variante 1
$m = 0,8$	48,1	56,3	65,1	74,4	Variante 2
$m = 0,8$	44,3	50,7	57,5	64,6	Variante 3

In **Tabelle 4.21** sind zum Vergleich die resultierenden Temperaturen für das bisher verwendete Bettungsmaterial mit  $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$  bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  bei sonst gleichen Bedingungen aus den Abschnitten 4.5.1 bis 4.5.3 angegeben.

**Tabelle 4.21** Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung mit  $\rho = 0,8 \text{ Km/W}$  bei einem Belastungsgrad  $m = 0,8$  und einer Leiterquerschnittsfläche von  $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 0,8$	55,8	65,6	76,2	87,6	Variante 1
$m = 0,8$	52,3	60,8	69,8	79,4	Variante 2
$m = 0,8$	47,9	54,6	61,5	68,8	Variante 3

**Tabelle 4.22** zeigt die mögliche Reduzierung der Maximaltemperatur bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,8$  und der Verwendung eines höherwertigen Bettungsmaterials. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Senkung der Maximaltemperatur des Leiters im Bereich von 3,6 bis 6,2 K erreicht werden kann.

**Tabelle 4.22** Differenzen der maximalen Temperaturen in K bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile bei einem Belastungsgrad  $m = 0,8$  und einer Leiterquerschnittsfläche von  $A = 1600 \text{ mm}^2$  in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung mit  $\rho = 0,5 \text{ Km/W}$  gegenüber  $\rho = 0,8 \text{ Km/W}$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 0,8$	-4,8	-5,0	-5,4	-6,2	Variante 1
$m = 0,8$	-4,2	-4,5	-4,7	-5,0	Variante 2
$m = 0,8$	-3,6	-3,9	-4,0	-4,2	Variante 3

Aktuelle Veröffentlichungen zeigen, dass an Versuchskörpern bereits weitere Verbesserungen hinsichtlich des thermischen Widerstandes von Bettungsmaterialien erzielt werden konnten [10]. Die Herstellung hochwertiger Bettungsmaterialien mit thermischen Widerständen von  $\rho = 0,3 \text{ Km/W}$  und weniger scheint somit zukünftig möglich.

## 4.8 Modelltrasse

**Tabelle 4.23** enthält Modelltrassenabschnitte (siehe auch Bericht der AG Umwelt), die auf Basis realer Standorte und Streckenabschnitte für exemplarische Darstellungen ausgewählt wurden. Szenarien der Erdbodenerwärmung sind in besonderem Maße abhängig von realistischen Erdbodenkennwerten. Ziel der Auswahl der Trassenabschnitte ist es, für Regionen in denen der Bau einer Höchstspannungskabeltrasse vorgesehen ist, typische Erdbodenwiderstände anzugeben. Die thermischen Widerstände der ausgewählten typischen Erdbodenarten liegen im

Bereich von  $\rho(\text{Erde}) = 1,0 \dots 2,5 \text{ Km/W}$  und entsprechen somit der Berechnungsgrundlage der in diesem Kapitel angegebenen Ergebnisse.

**Tabelle 4.23** Modelltrassenabschnitte mit typischen Böden und thermischen Erdbodenwiderständen

Bodenregion	Nr.	Bodentyp	$\rho$ in Km/W
<b>Lössverbreitungsgebiete</b>	1	Pseudegley-Parabraunerde	2,0
<b>Verbreitungsgebiete der Talsedimente</b>	2	Vega	2,5
<b>Silikatverbreitungsgebiete</b>		Braunerde-Regosol	1,0
<b>Silikatverbreitungsgebiete</b>		Pseudogley-Braunerde	1,0
<b>Lehmverbreitungsgebiete</b>	3	Kolluvisol unterlagert von Gley	2,0
<b>Lössverbreitungsgebiete</b>		Pseudogley-Parabraunerde	2,0
<b>Lössverbreitungsgebiete</b>		Gley-Schwarzerde	2,0
<b>Verbreitungsgebiete der Talsedimente</b>	4	Vega	2,0
<b>Lössverbreitungsgebiete</b>		Pseudogley-Parabraunerde	2,0
<b>Karbonatsteinverbreitungsgebiete</b>		Pararendzina	1,0
<b>Lössverbreitungsgebiete</b>	5	Pseudogley-Parabraunerde	2,0
<b>Karbonatsteinverbreitungsgebiete</b>		Rendzina	1,0
<b>Karbonatsteinverbreitungsgebiete</b>		Pararendzina	1,0
<b>Karbonatsteinverbreitungsgebiete</b>	6	Pararendzina	1,0
<b>Tonverbreitungsgebiete</b>		Braunerde	1,0
<b>Verbreitungsgebiet fluviatiler und glazifluviatiler Sedimente</b>		Parabraunerde	2,5
<b>Verbreitungsgebiet der Talsedimente</b>		Gley-Vega	2,0
<b>Lehmverbreitungsgebiete</b>	7	Pseudeogley-Parabraunerde	2,5
<b>Karbonatsteinverbreitungsgebiete</b>		Parabraunerde	1,0
<b>Moore</b>	8	Erd-Niedermoor	2,0
<b>Talsandgebiete</b>		Gley	2,0
<b>Sandlössverbreitungsgebiete</b>	9	Braunerde	2,5
<b>Sandlössverbreitungsgebiete</b>		Parabraunerde	2,0
<b>Talsandgebiete</b>		Gley mit Erdniedermoorauflage	2,5

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Teilbericht werden die thermisch maximal möglichen Übertragungsleistungen und die maximal auftretenden Temperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA bzw. 3000 MW für verschiedene typische Grabenprofile für Drehstrom- und Gleichstrom-Kabel berechnet. Hierbei sind grundsätzliche Zusammenhänge zwischen Leiterquerschnitt, Kabelgrabenprofil, Belastungsgrad und thermischen Widerständen des Erdbodens und des Bettungsmaterials dargestellt worden. Zur Berechnung wurden thermische Erdbodenwiderstände verwendet, die denen von Erdböden entlang der Modelltrasse (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Umwelt) entsprechen und der Belastungsgrad variiert.

Der spezifische thermische Erdbodenwiderstand spielt bei der Auswahl des Leiterquerschnittes, der Kabellegeart und des Kabelgrabenprofils die größte Rolle. Geringe thermische Erdbodenwiderstände sind für das thermische Verhalten einer Erdkabeltrasse generell günstig, ein Erdboden mit hohem thermischen Widerstand führt aufgrund seines geringeren Wärmeleitvermögens zu höheren Temperaturen am Leiter und im Erdboden. Falls Einfluss auf die Erdbodenzusammensetzung genommen werden kann, z. B. durch die Optimierung der Trassenführung hinsichtlich der thermischen Eigenschaften des Erdbodens, so ist eine Steigerung der Leistungsübertragung einer Drehstromtrasse um bis zu 60 Prozent bei einem spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand von  $\rho(\text{Erde}) = 1,0 \text{ Km/W}$  im Vergleich zu einem spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand von  $\rho(\text{Erde}) = 2,5 \text{ Km/W}$  möglich. Bei den untersuchten HGÜ-Kabelgrabenprofilen kann diese Maßnahme zu einer Steigerung von bis zu 50 Prozent führen.

Wird der Erdboden im Bereich um die Kabel nach den Darstellungen in **Abbildung 1.3** bis **Abbildung 1.8** gegen eine thermisch stabilisierte Bettung ausgetauscht, kann dies im Vergleich zur direkten Kabellegung bei der Drehstromübertragung zu Leistungssteigerungen von bis zu 21 Prozent führen. Im Vergleich zur Kabellegung im Schutzrohr wird eine Steigerung von 22 Prozent erreicht. Mit derselben Maßnahme sind bei den untersuchten HGÜ-Kabelgrabenprofilen im Vergleich zur direkten Kabellegung und der Kabellegung im Schutzrohr Leistungssteigerungen von bis zu je 18,5 Prozent möglich. Andererseits würden sich durch das Einbringen der thermisch stabilisierten Bettungsmaterialien bei gleichen Übertragungsleistungen geringere Leiter- und Erdbodenerwärmungen einstellen. Die Verwendung eines höherwertigen Bettungsmaterials bringt weitere Verbesserungen des thermischen Verhaltens (siehe Abschnitt 4.7). Die durchgeführten Untersuchungen zeigen je nach Grabenprofil und Art des Erdbodens Reduzierungen der maximal auftretenden Leitertemperaturen um bis zu 6,2 K. Aktuelle Fortschritte bei der Entwicklung thermisch stabilisierter Bettungsmaterialien lassen weitere Verbesserungen in diesem Bereich in der Zukunft erwarten.



Die beschriebenen Maßnahmen zur Verbesserung der thermischen Eigenschaften des Erdbodens wirken sich auf die resultierenden Temperaturen positiv aus, d. h. es findet eine geringere Erdbodenerwärmung statt bzw. ist bei gegebener maximaler Leitertemperatur eine höhere Leistungsübertragung möglich. Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung des thermischen Verhaltens ist die Erhöhung des Leiterquerschnitts. Die in Abschnitt 4.6 vorgestellten Berechnungen ergeben für die untersuchten Szenarien Steigerungen der Übertragungsleistung von über 30 Prozent bzw. eine deutliche Reduzierung der auftretenden Temperaturen. Eine Reduzierung der Kabelbelastung, also die Senkung des Belastungsgrades  $m$ , führt ebenfalls zu geringeren Temperaturerhöhungen in Kabeln und Erdböden.

Der geometrische Aufbau des Kabelgrabenprofils im Erdboden spielt bei der Höhe der erreichbaren Übertragungsleistung und den sich in den Kabeln und im Erdboden einstellenden Temperaturen eine ebenfalls entscheidende Rolle. Hohe Abstände zwischen den Kabeln bzw. den Kabelsystemen sind für das thermische Verhalten generell günstig. Sie wirken sich allerdings negativ auf die Höhe der magnetischen Feldstärke aus (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil III: Elektrische und magnetische Felder).

Es wurden sowohl für die Drehstromübertragung als auch für die Gleichstromübertragung jeweils drei Kabelgrabenprofile untersucht. Die Variante 2, 2x2 Kabelsysteme, ermöglicht für die Drehstromübertragung die geringsten Übertragungsleistungen bzw. bedingt bei einer vorgegebenen Leistung im Vergleich zu den anderen Kabelgrabenprofilen die größte Temperaturerhöhung in den Kabeln und im Erdboden. Sie ist somit aus thermischer Sicht die ungünstigste Variante. Das Kabelgrabenprofil der Variante 3, zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben, ermöglicht bei der Drehstromübertragung die höchsten Übertragungsleistungen bzw. bedingt die geringste Temperaturerhöhung bei einer vorgegebenen Leistung. Aufgrund des hohen Abstands zwischen den Doppelsystemen findet zwischen diesen keine nennenswerte gegenseitige Erwärmung mehr statt, sie können als thermisch entkoppelt angesehen werden. Variante 3 ist somit aus thermischer Sicht das geeignetste Kabelgrabenprofil.

Der Variantenvergleich der HGÜ zeigt, dass Variante 3 aus thermischer Sicht analog zur Drehstromübertragung das günstigste Kabelgrabenprofil darstellt. Die ungünstigste Form ist hier allerdings Variante 1. Variante 2 hat bei der HGÜ Vorteile gegenüber Variante 1, anders als bei der Drehstromübertragung sind hier nur zwei statt drei Kabel pro System vorhanden, was eine geringere gegenseitige Erwärmung bedingt.

## 6 Literatur

- [1] Heinhold, L., Stubbe, R. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom. Publicis MCD Verlag, Erlangen, 5. Auflage 1999.
- [2] IEC-Norm 60287-1-1: Electric cables – Calculation of the current rating. Edition 1.2.
- [3] IEC-Norm 60287-2-1: Electric cables – Calculation of the current rating. Edition 1.1.
- [4] IEC-Norm 60228: Conductors of insulated cables.
- [5] IEC-Norm 60853: Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables.
- [6] Dena Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. <http://www.dena.de>, 2005.
- [7] Oswald, B. R.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Forwind, Hannover und Oldenburg, 2005.
- [8] D. Uther, H. Brakelmann, J. Stammen, E. Aldinger, P. Trüby: „Wärmeemission bei Hoch- und Höchstspannungskabeln“, ew Jg. 108 (2009), Heft 10, S. 66-74.
- [9] CYME International T&D: Cable Ampacity Calculations (CYMCAP), Version 5.3 rev. 2, 2011.
- [10] J. Dietrich, A. Märten, H. Brakelmann, H.-P. May: „Hochwärmeleitfähiger Spezialbeton für den Kabelgraben“ ew Jg. 108 (2009), Heft 14-15, S. 66-72.

## 7 Anhang

### 7.1 HDÜ: Maximale Temperaturen

#### 7.1.1 Variante 1

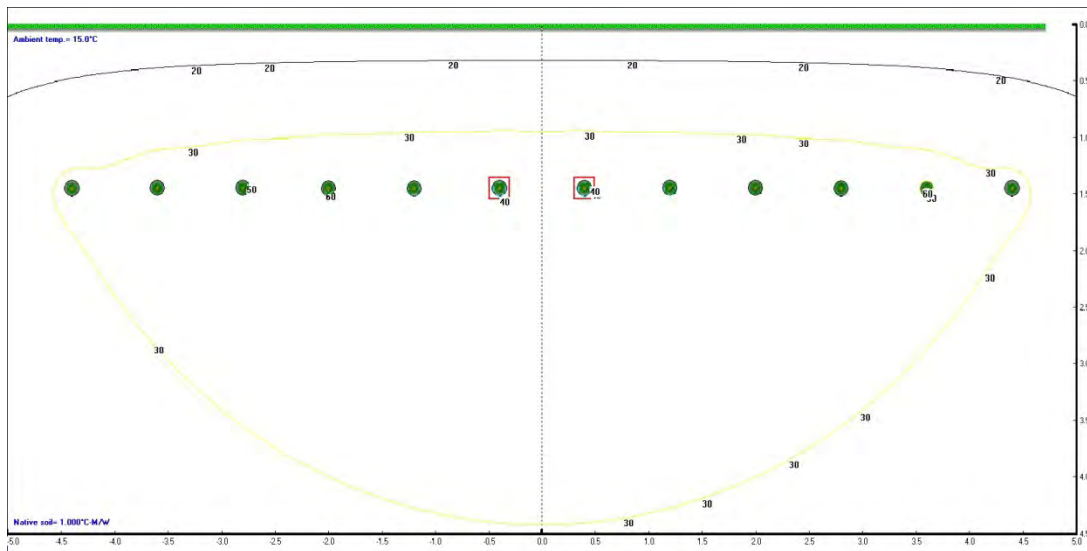


Abbildung 7.1 Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$

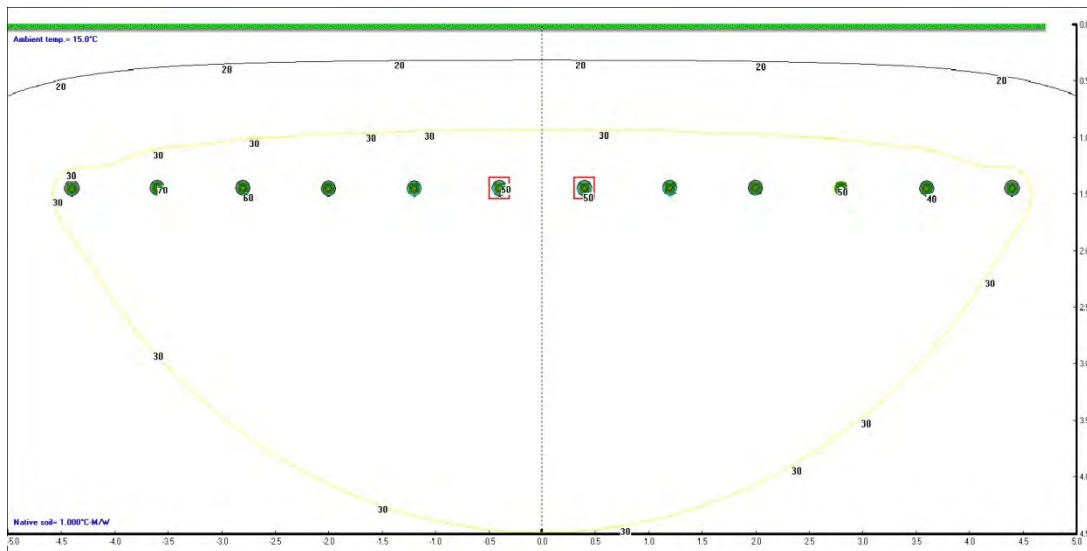
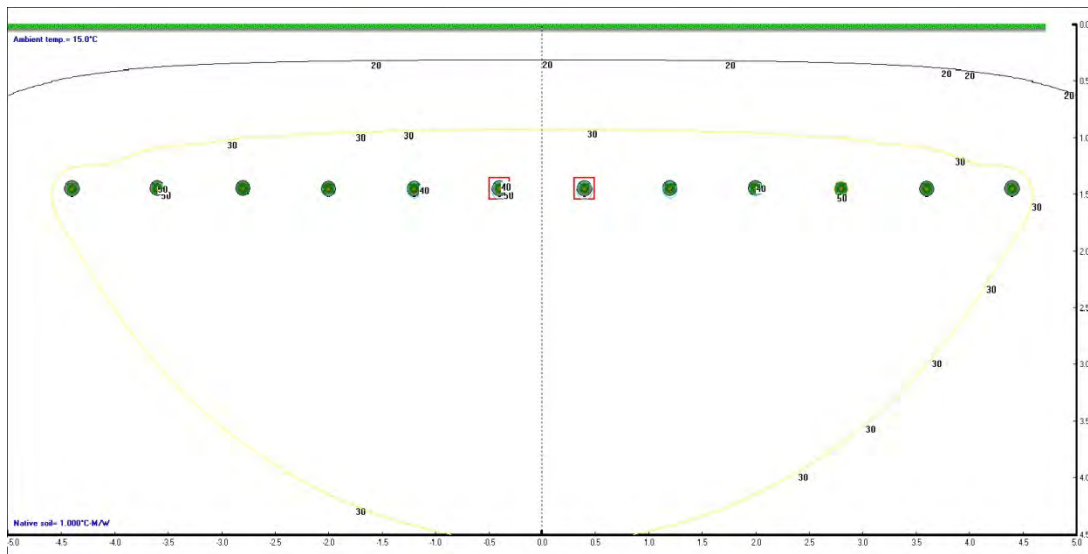
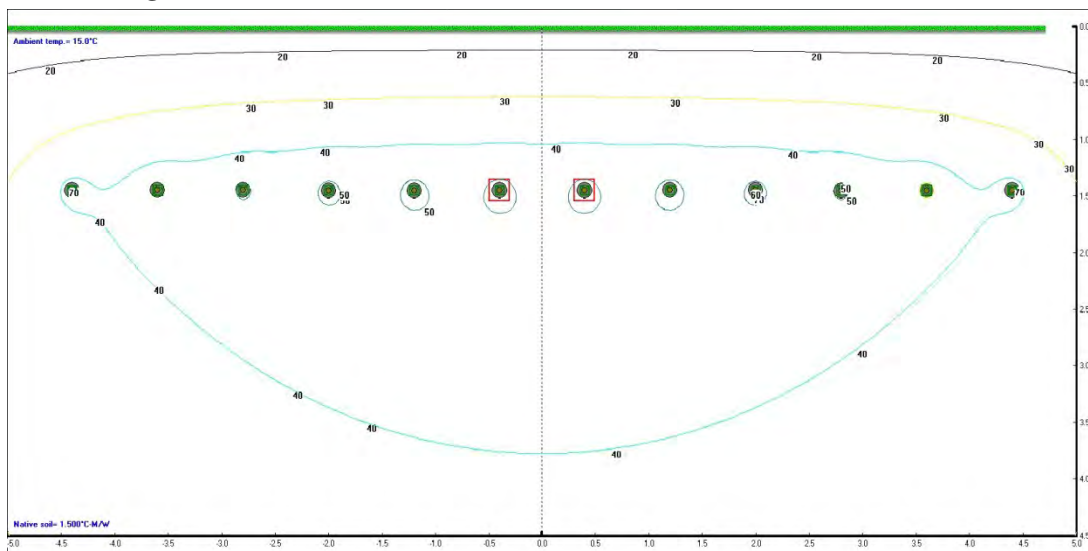


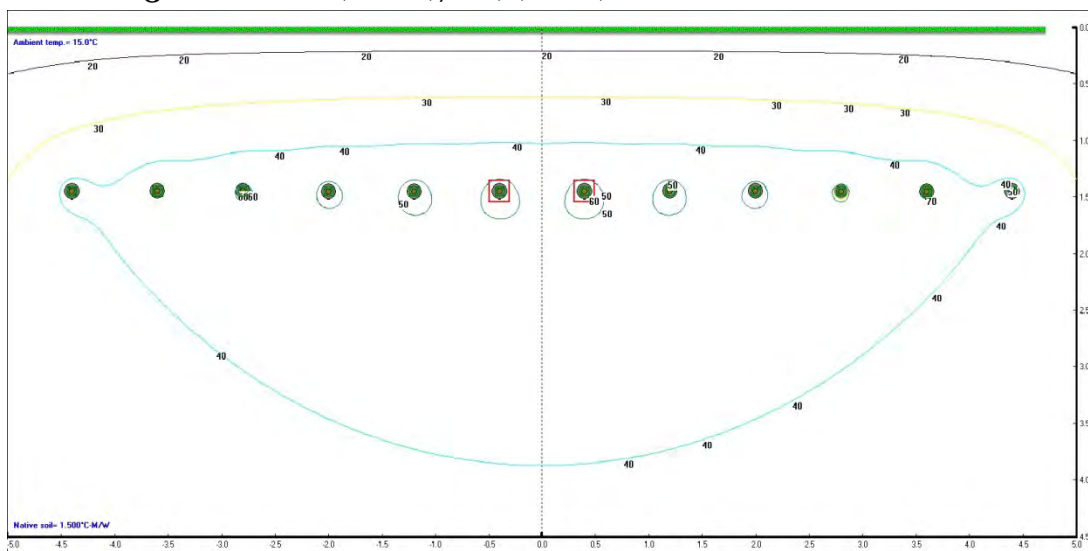
Abbildung 7.2 Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



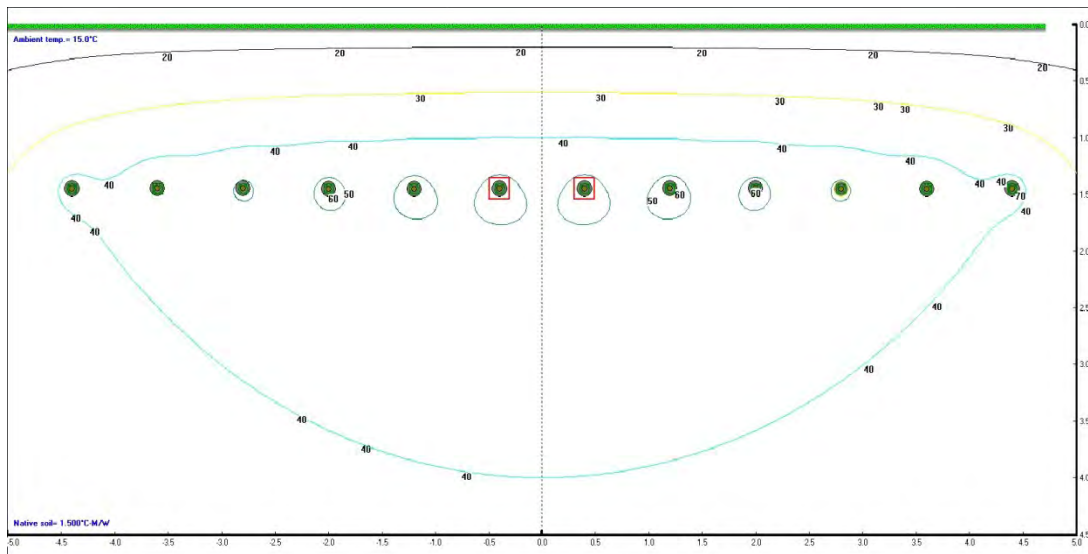
**Abbildung 7.3** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



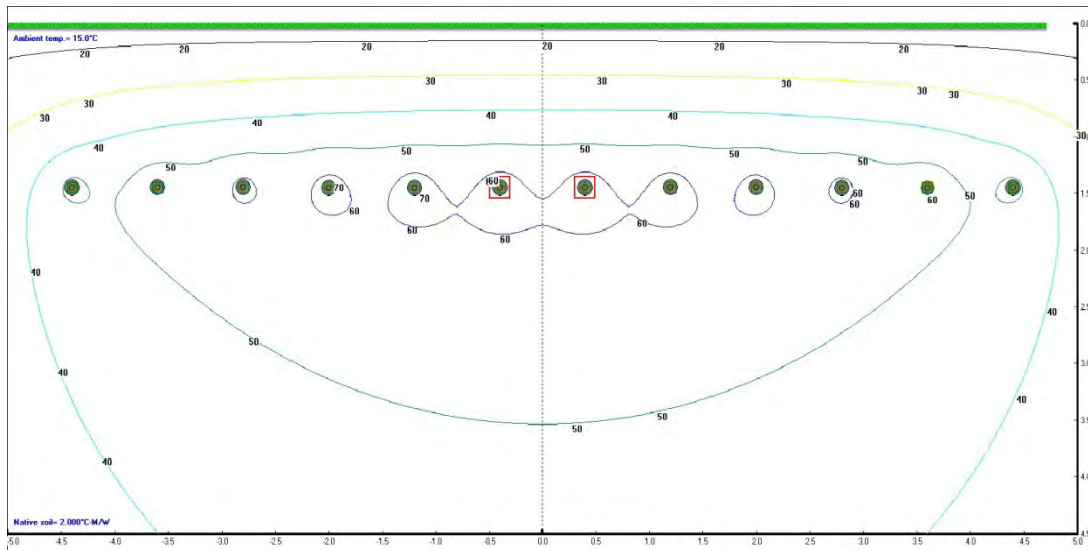
**Abbildung 7.4** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



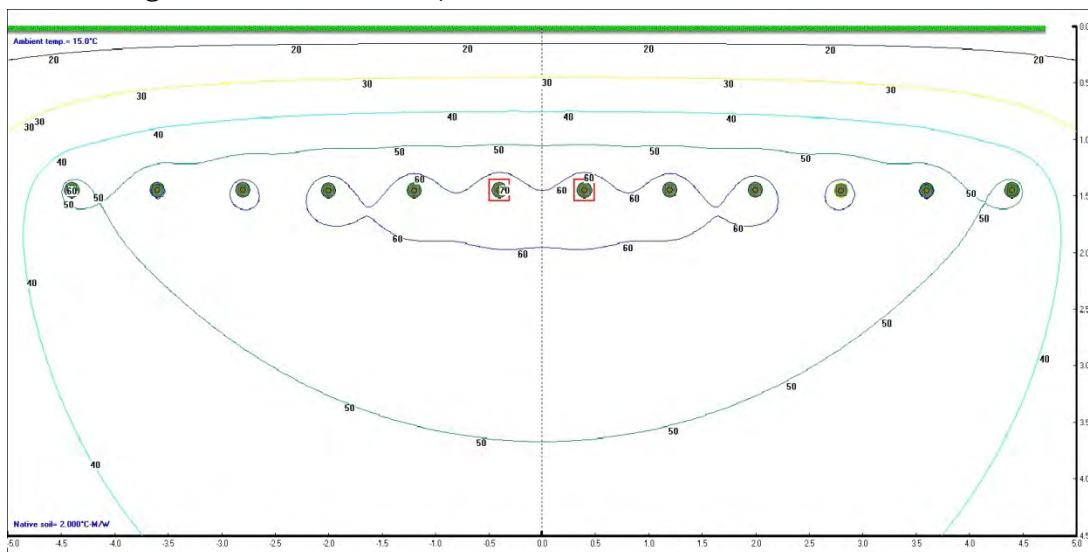
**Abbildung 7.5** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.6** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$

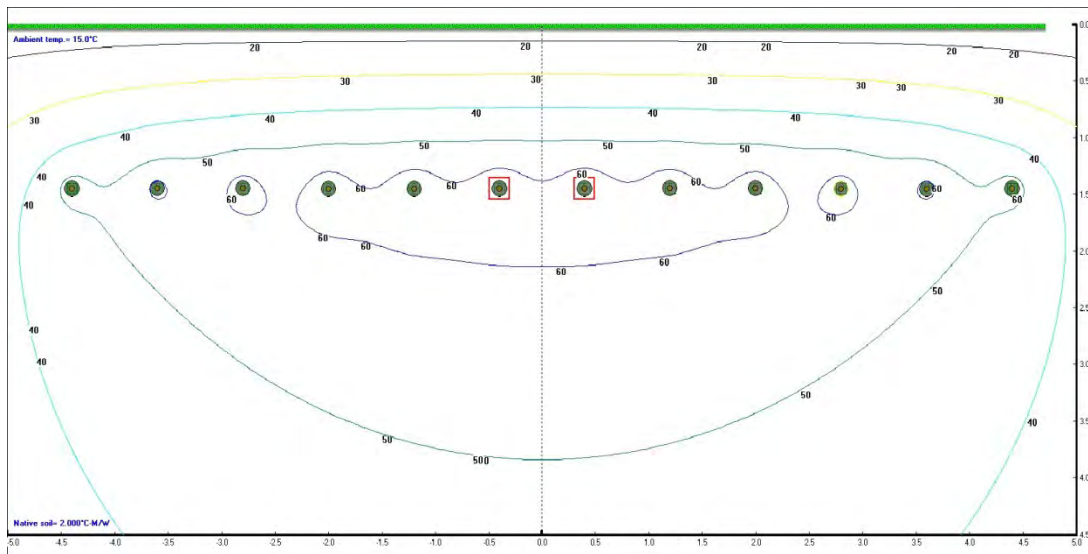


**Abbildung 7.7** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

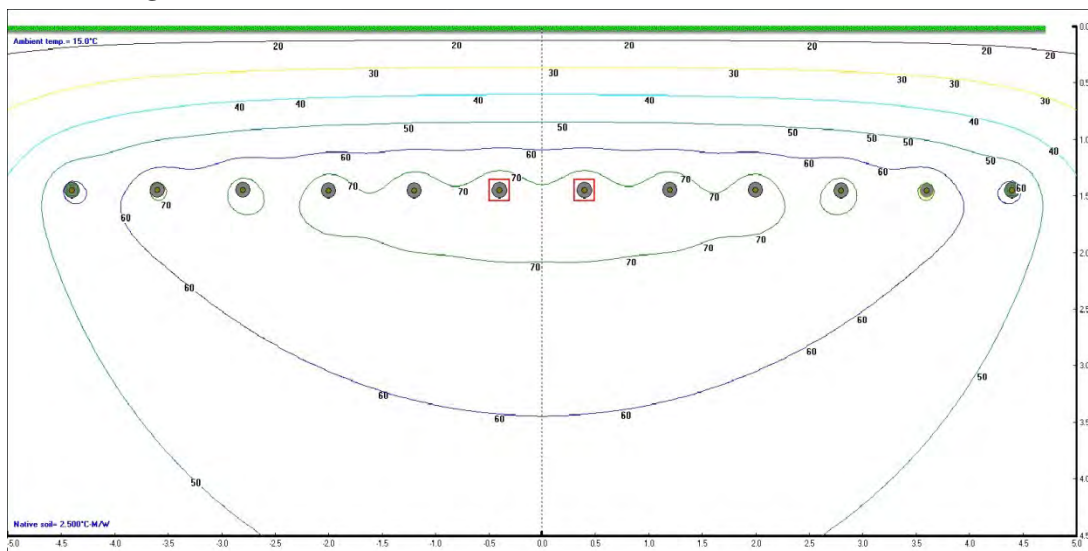


**Abbildung 7.8** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$

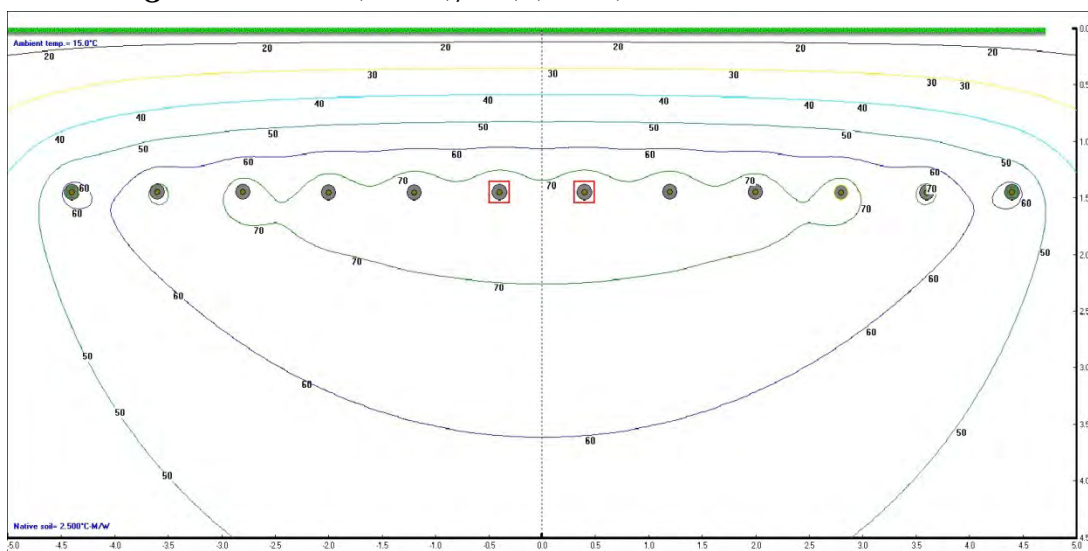




**Abbildung 7.9** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$

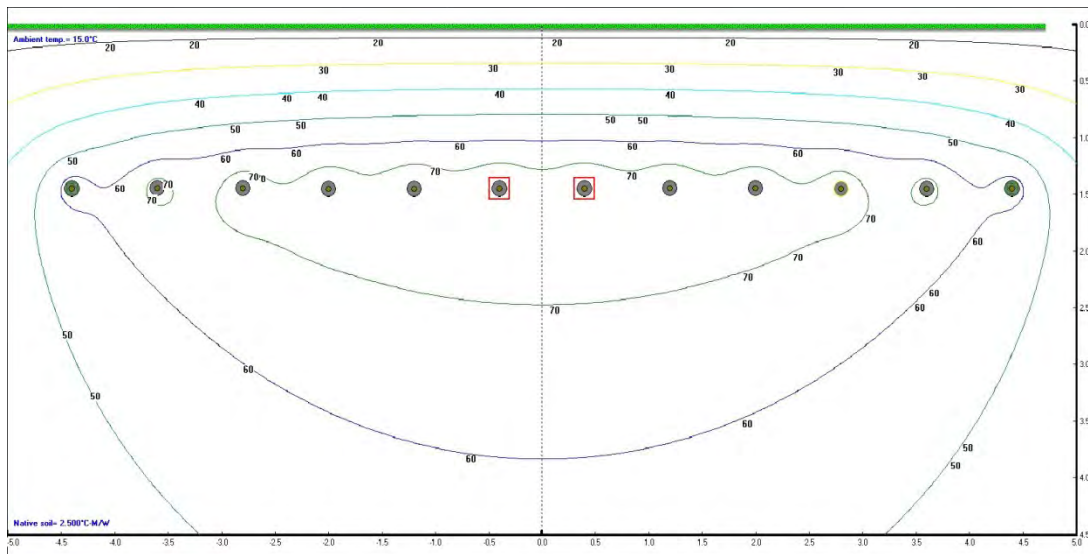


**Abbildung 7.10** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$

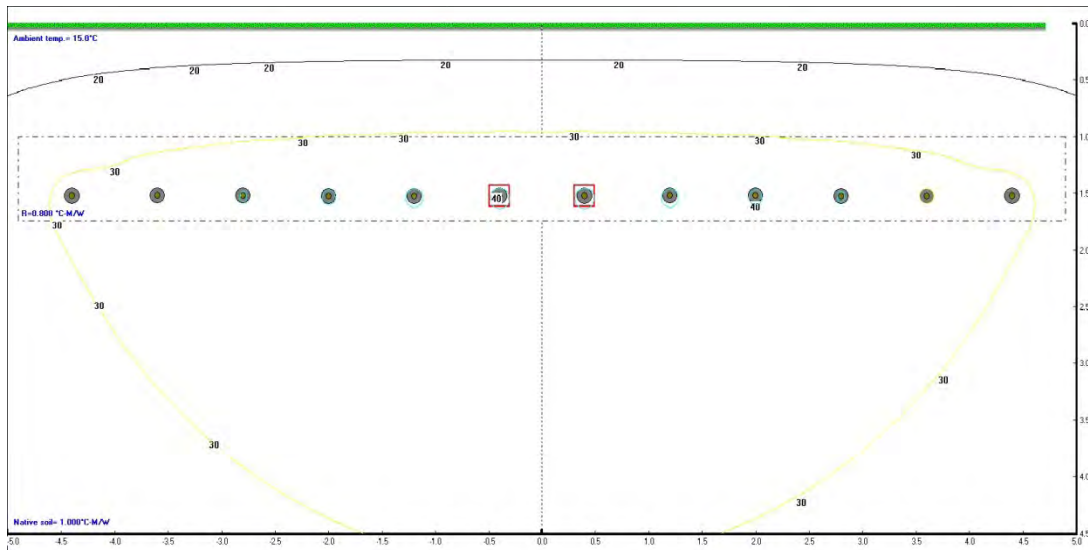


**Abbildung 7.11** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

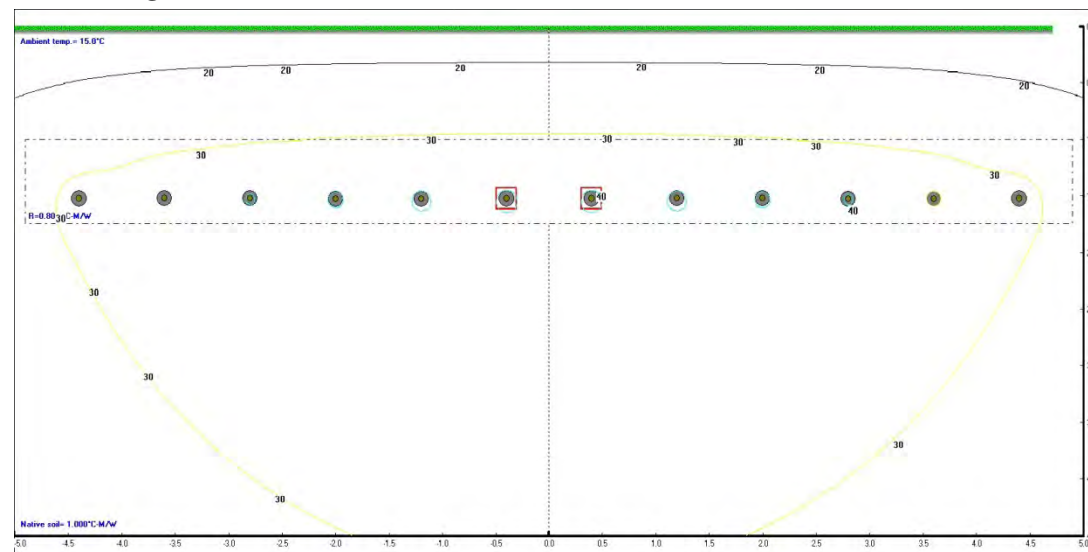




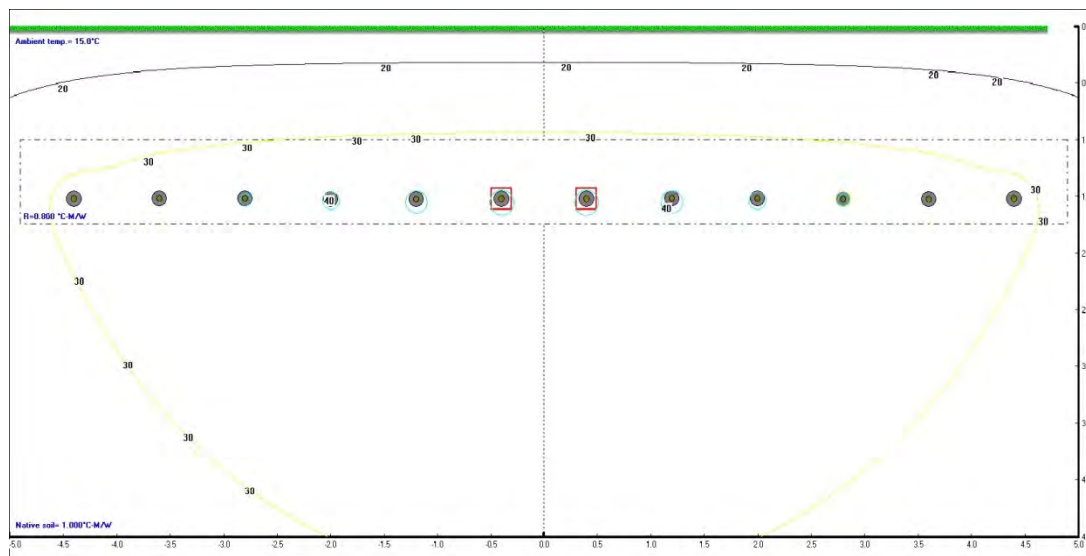
**Abbildung 7.12** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



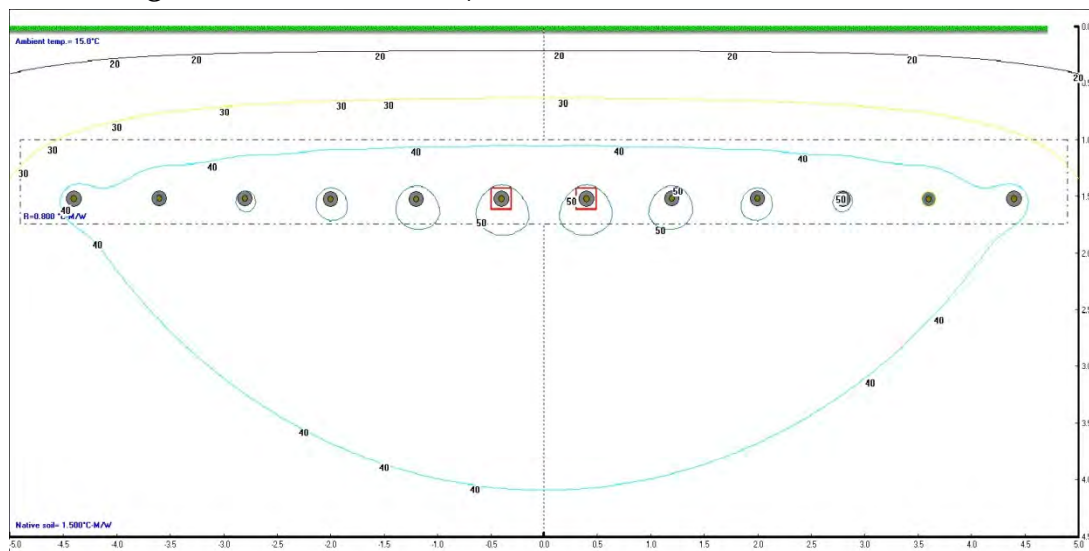
**Abbildung 7.13** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



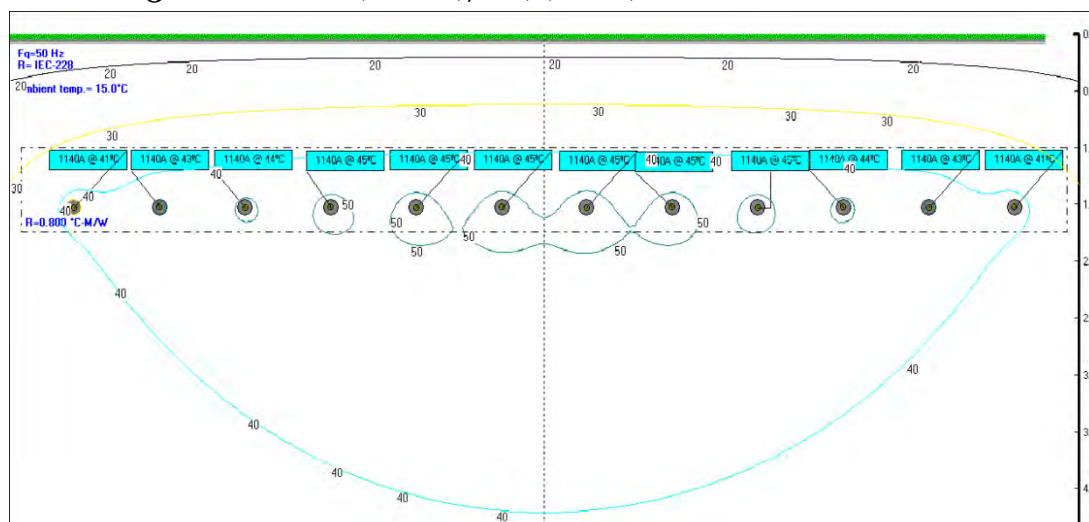
**Abbildung 7.14** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



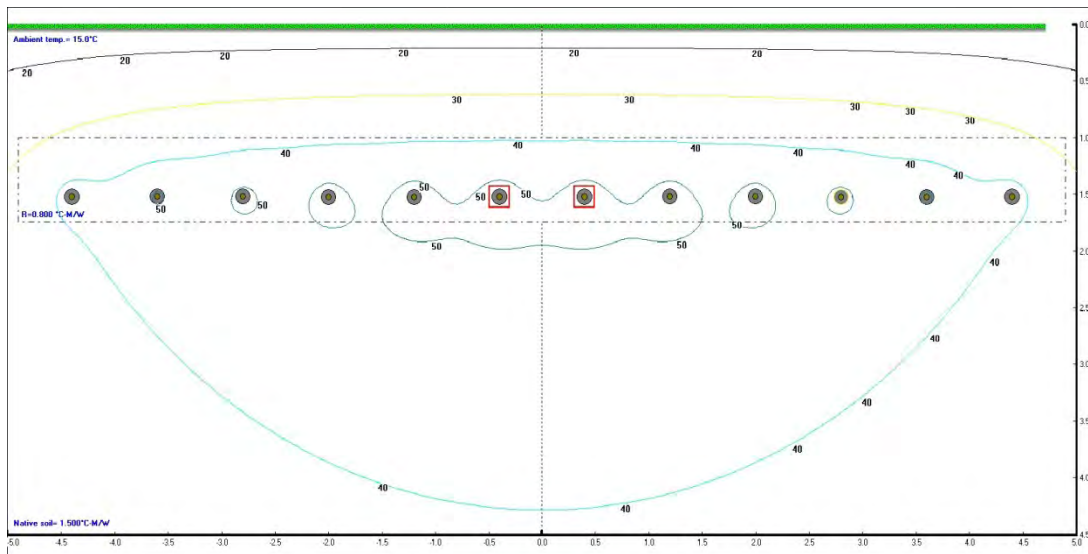
**Abbildung 7.15** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



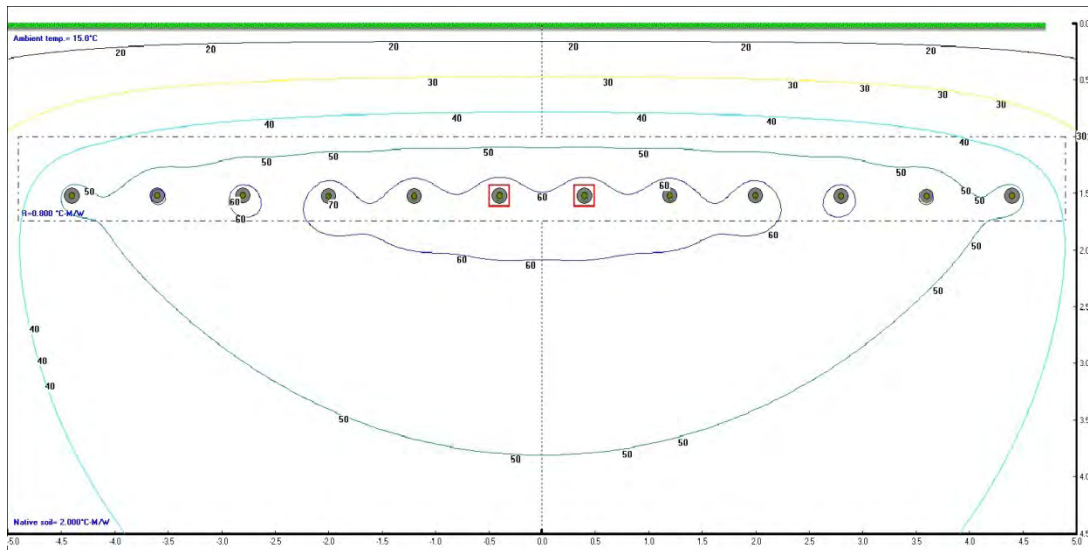
**Abbildung 7.16** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



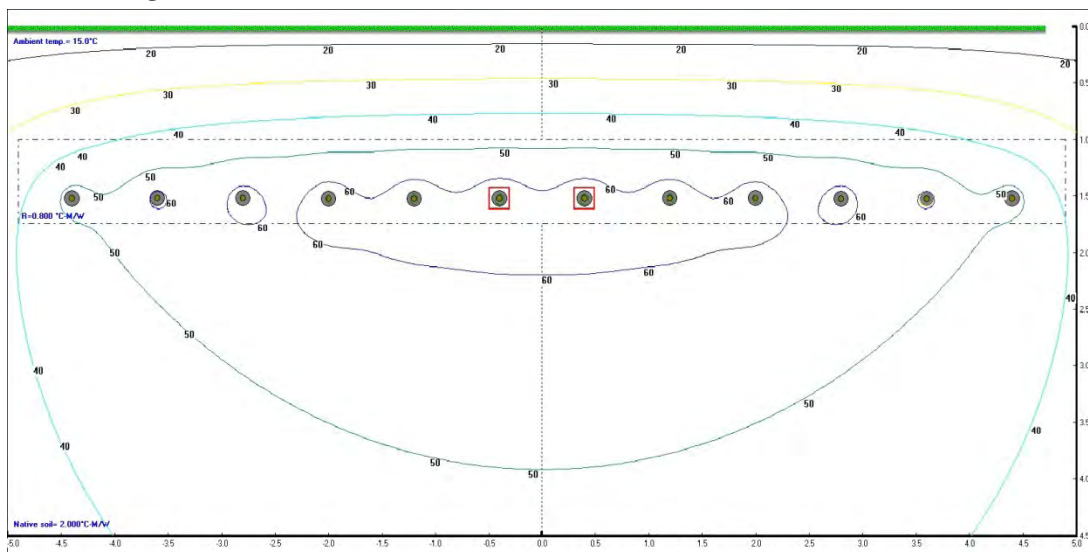
**Abbildung 7.17** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.18** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$

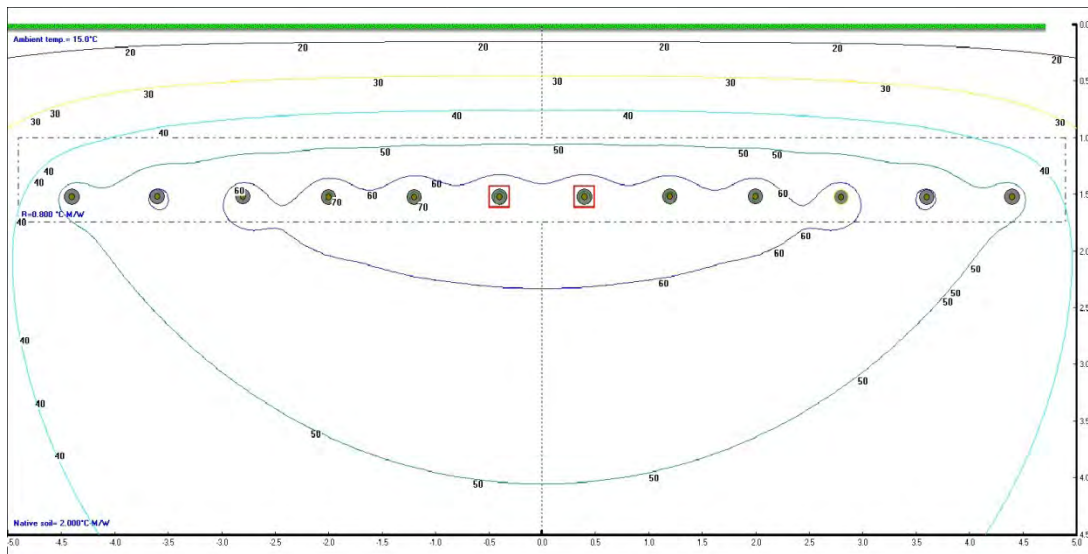


**Abbildung 7.19** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

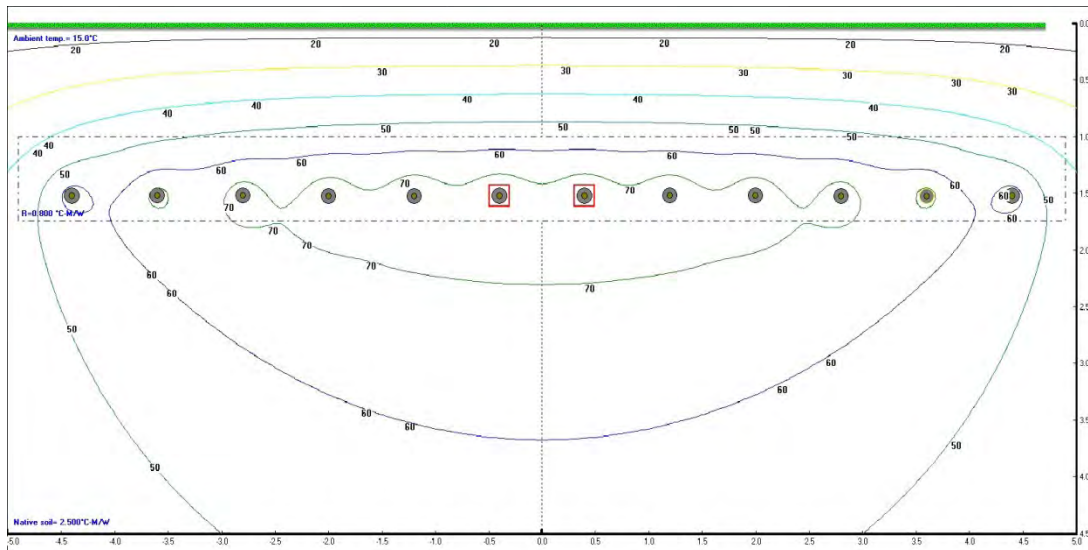


**Abbildung 7.20** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$

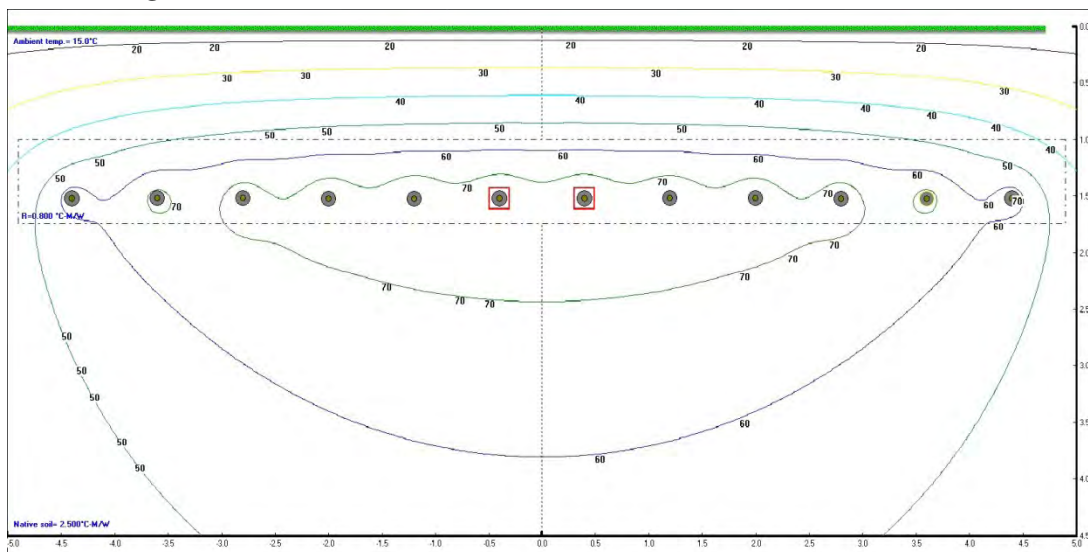




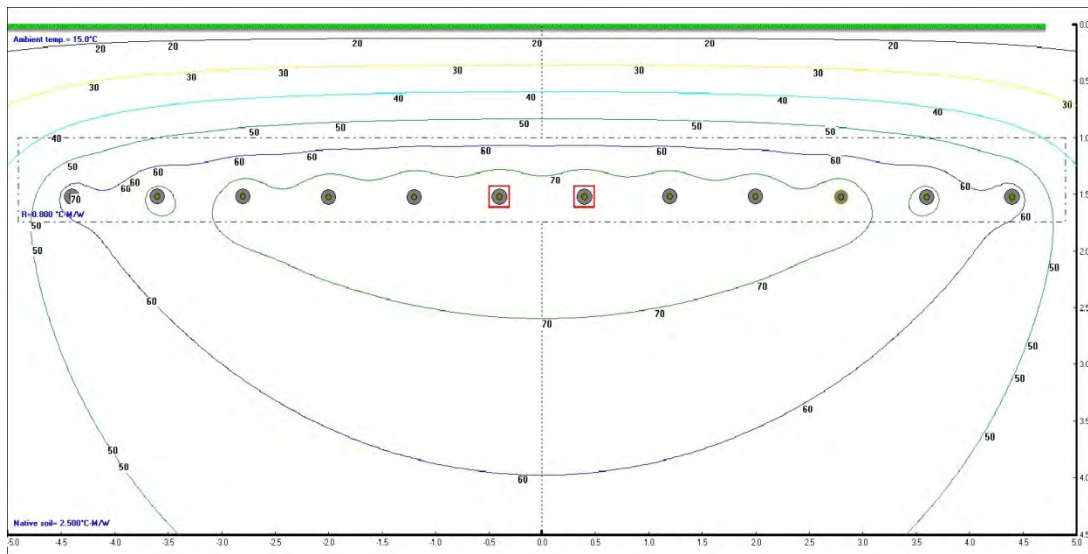
**Abbildung 7.21** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



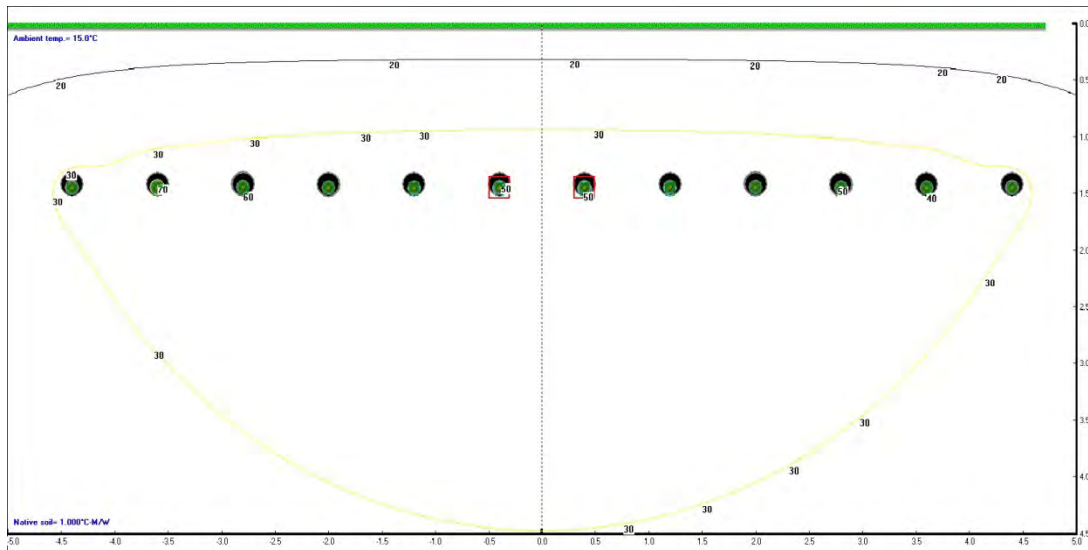
**Abbildung 7.22** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



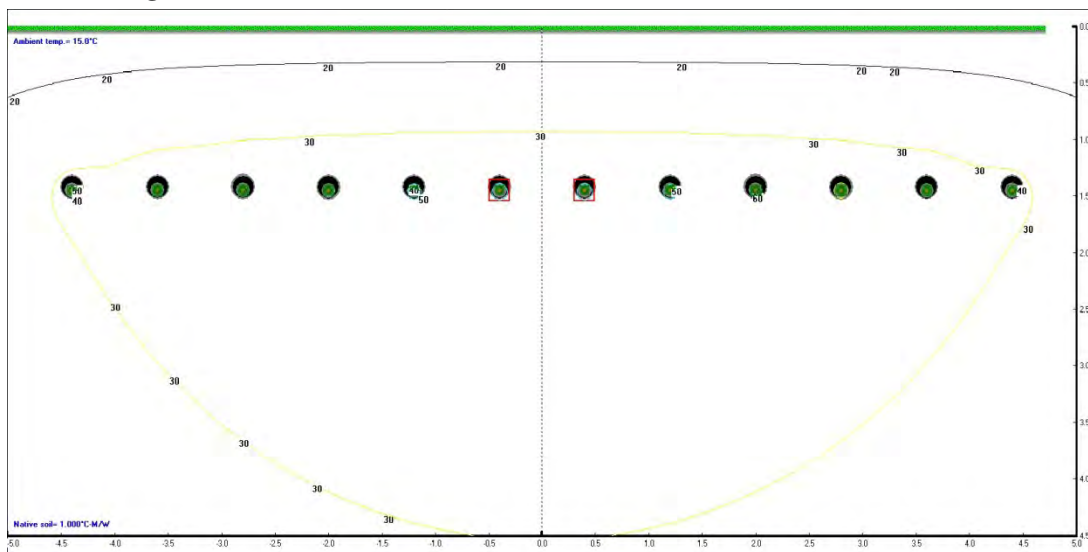
**Abbildung 7.23** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



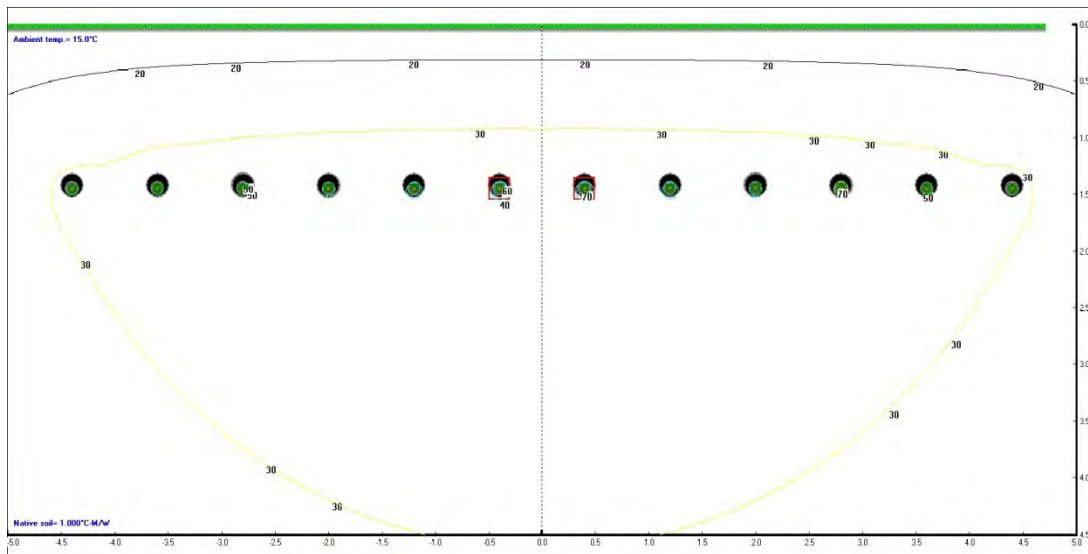
**Abbildung 7.24** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



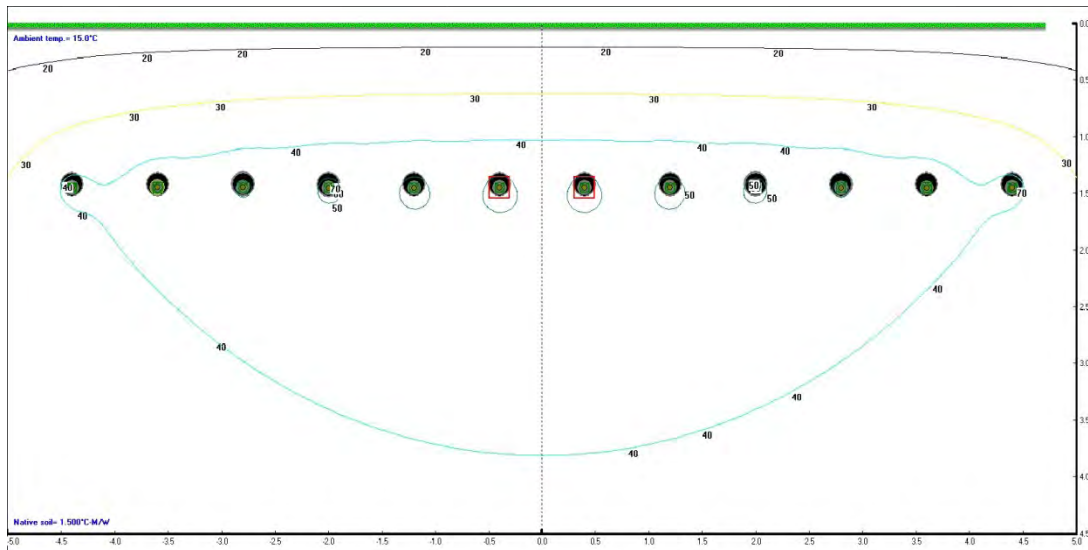
**Abbildung 7.25** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



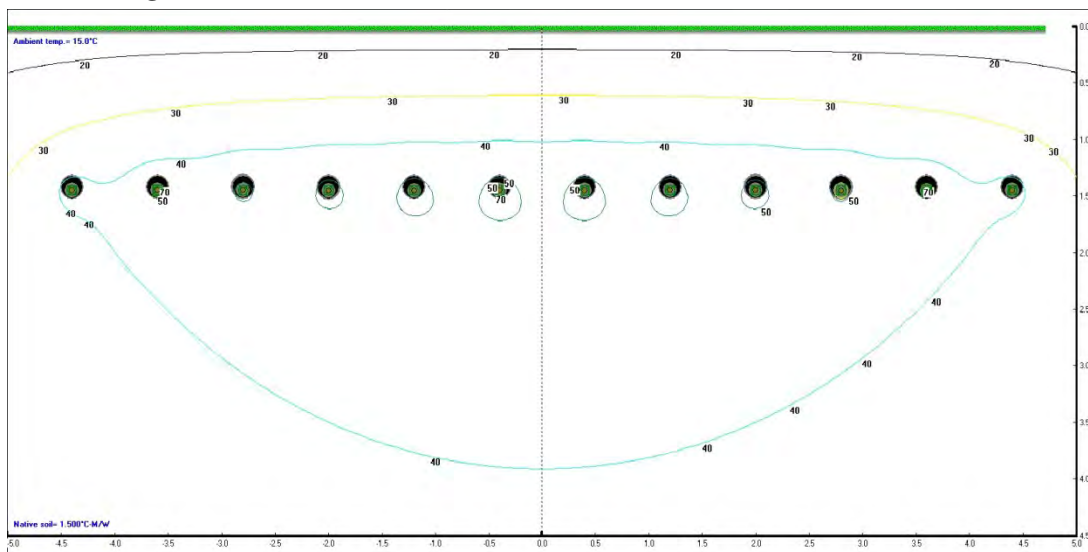
**Abbildung 7.26** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.27** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$

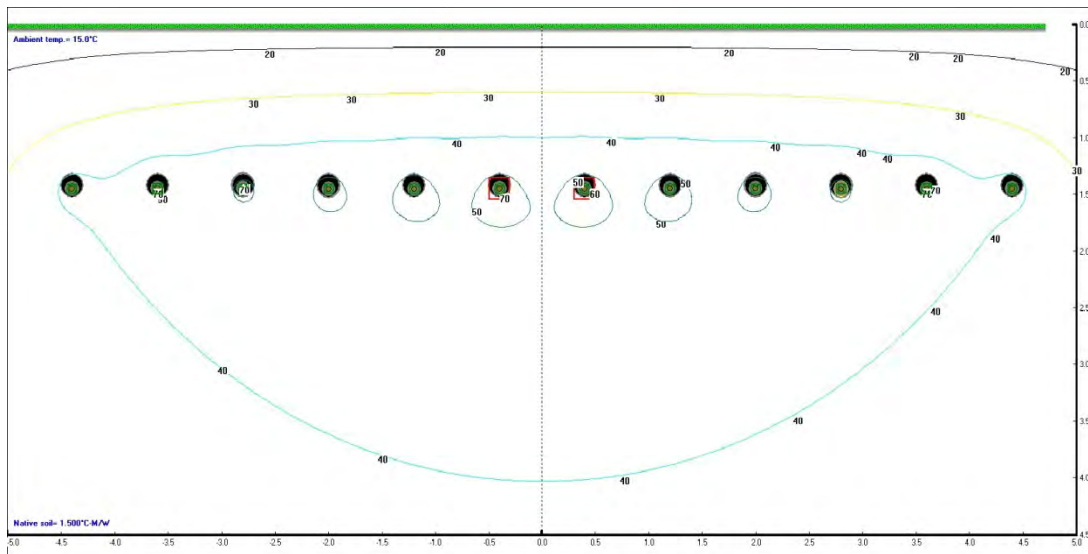


**Abbildung 7.28** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$

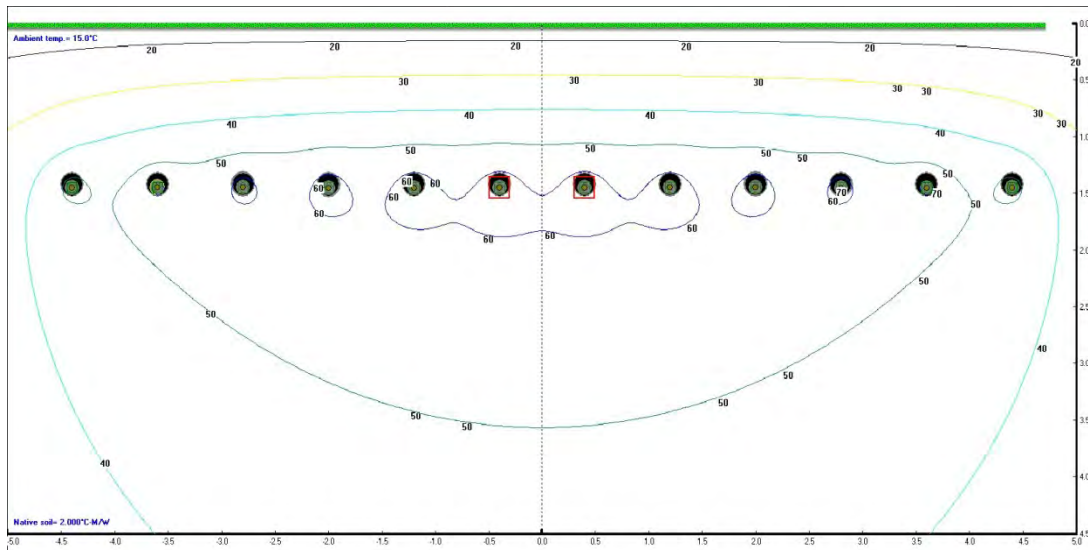


**Abbildung 7.29** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$

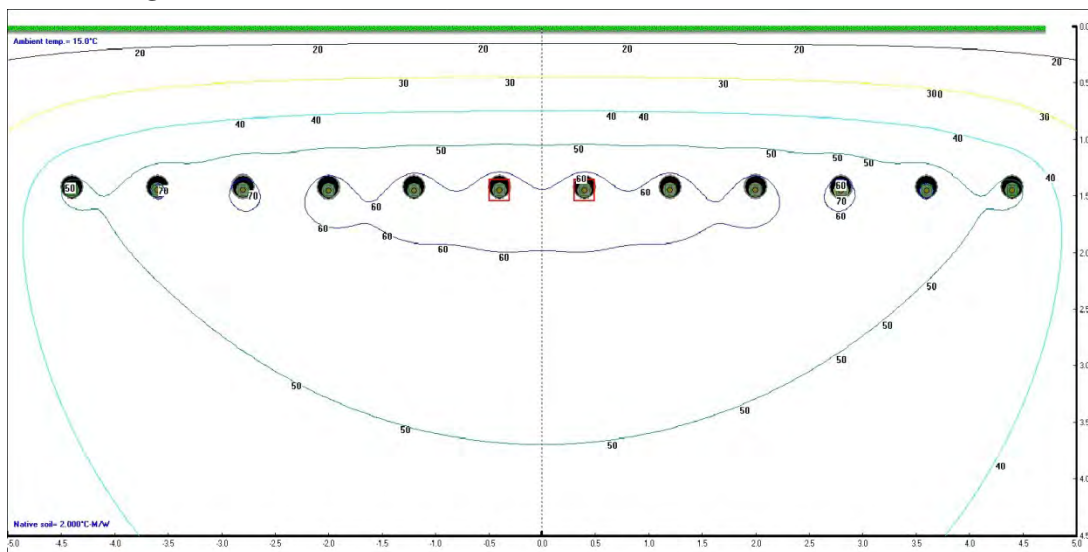




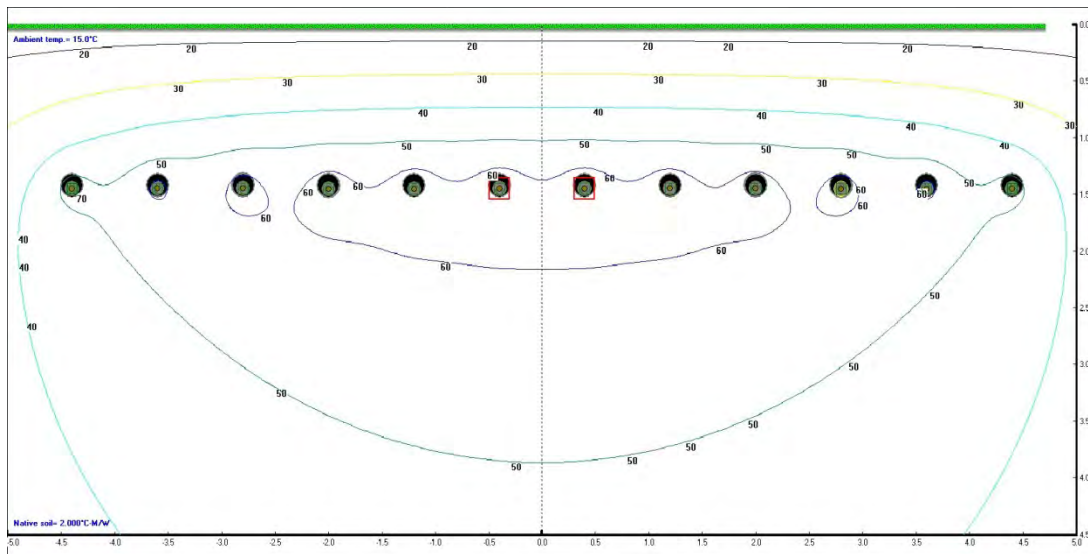
**Abbildung 7.30** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



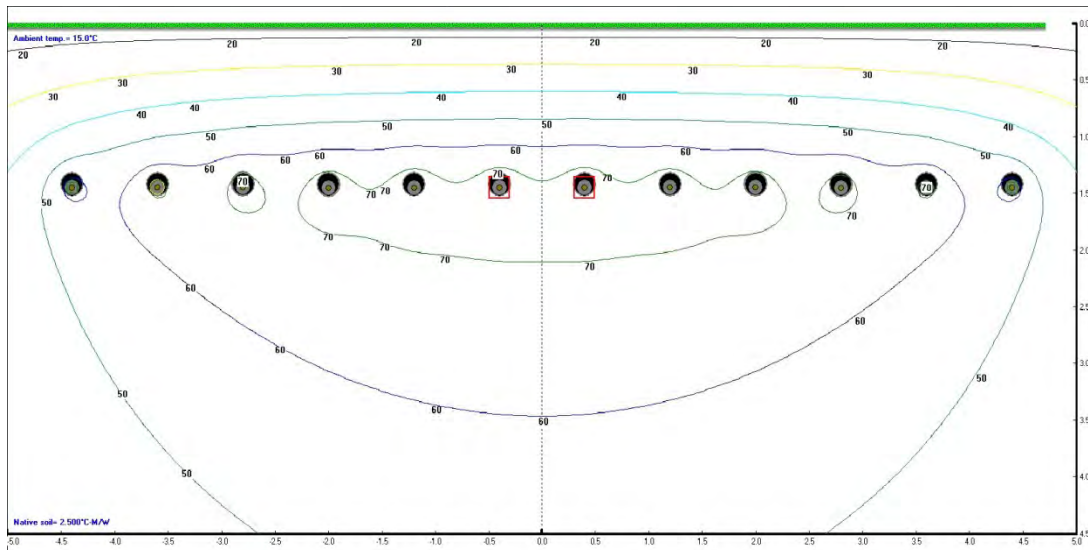
**Abbildung 7.31** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



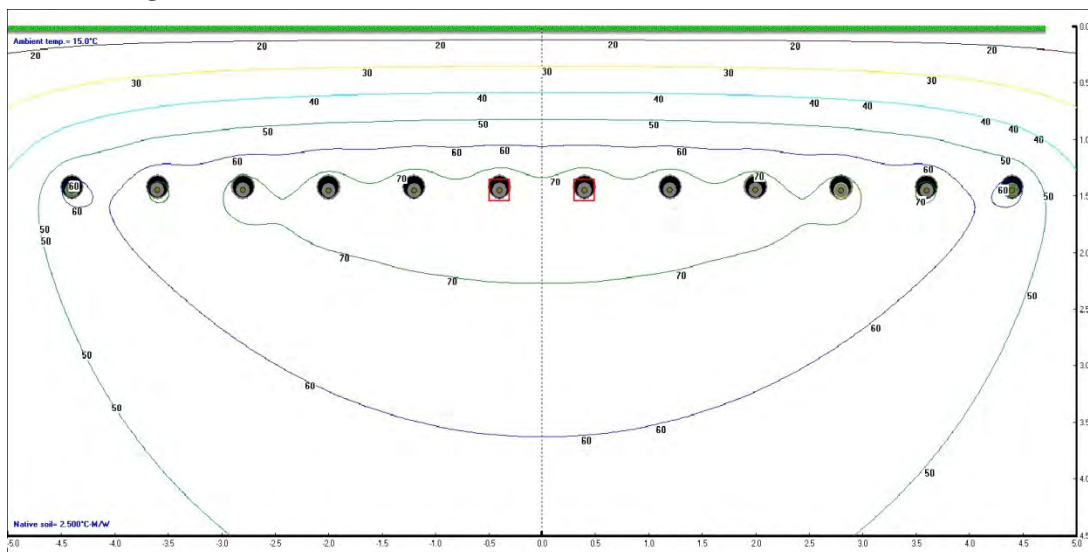
**Abbildung 7.32** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.33** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.34** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.35** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

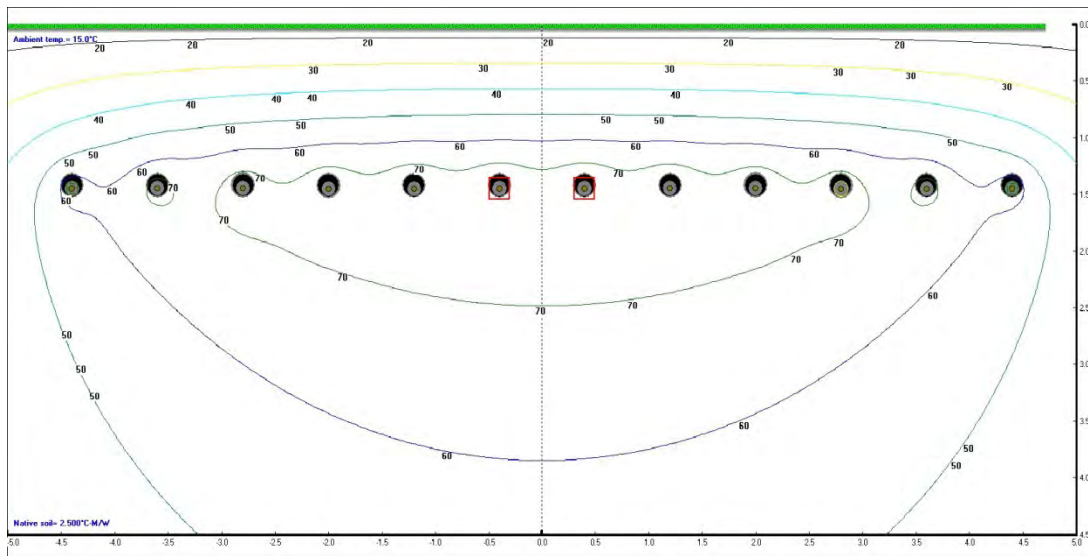


Abbildung 7.36 Variante 1, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

## 7.1.2 Variante 2

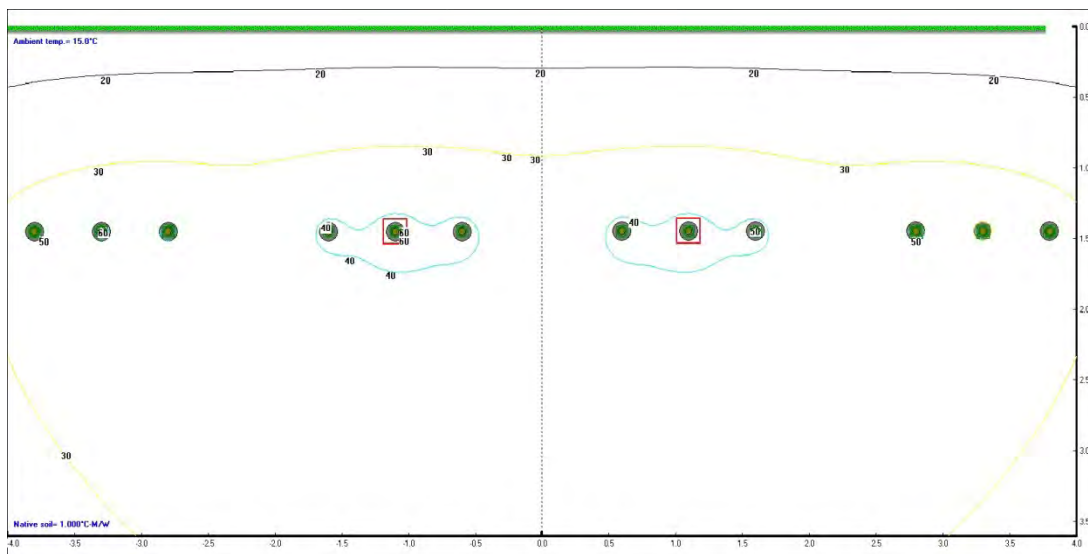
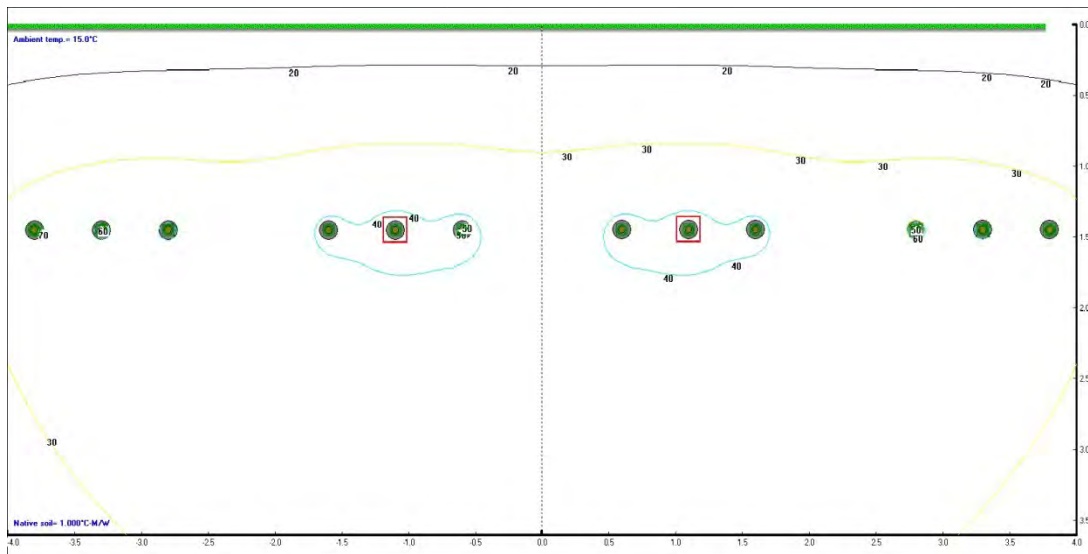
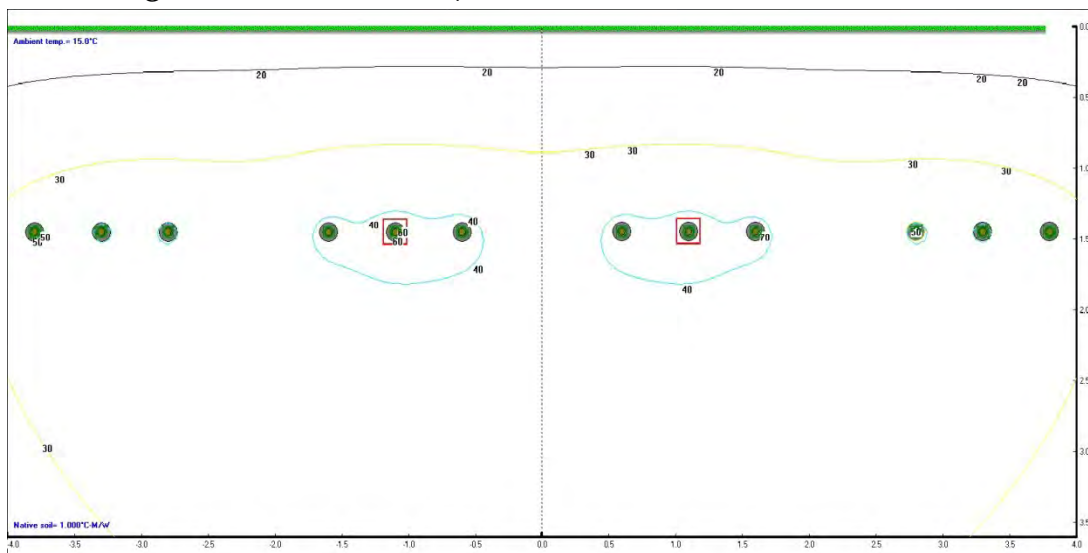


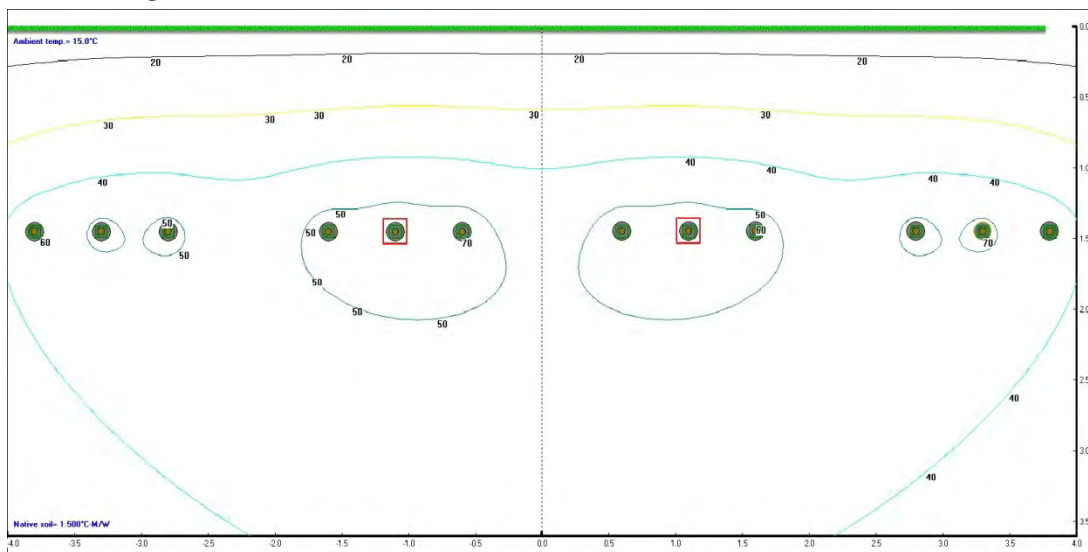
Abbildung 7.37 Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.38** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$

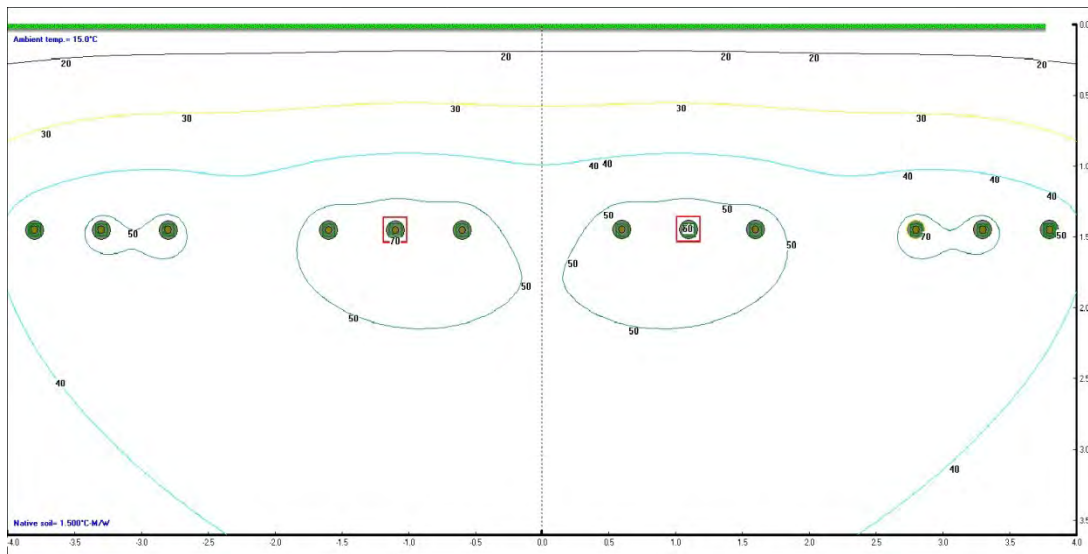


**Abbildung 7.39** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$

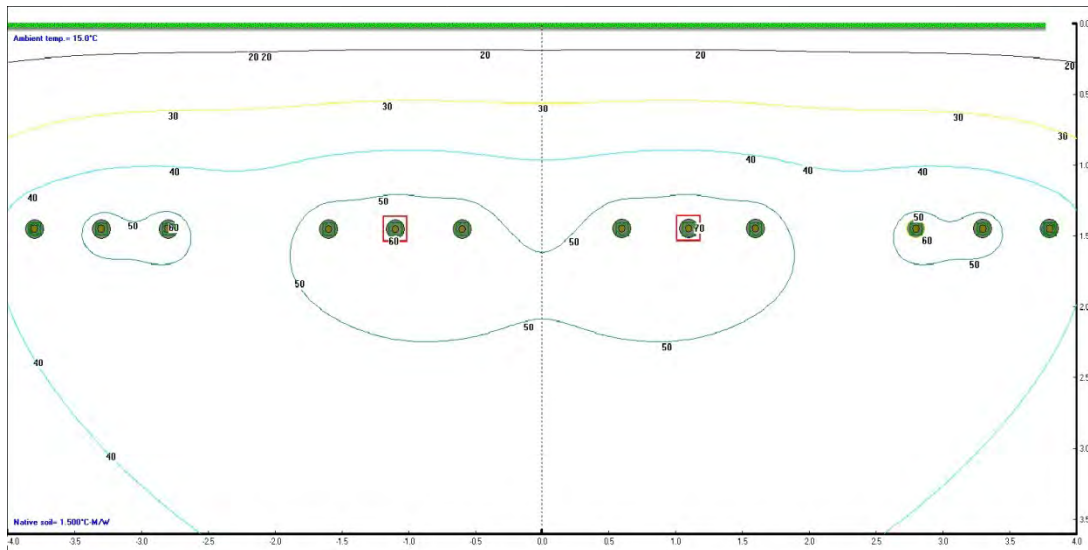


**Abbildung 7.40** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$

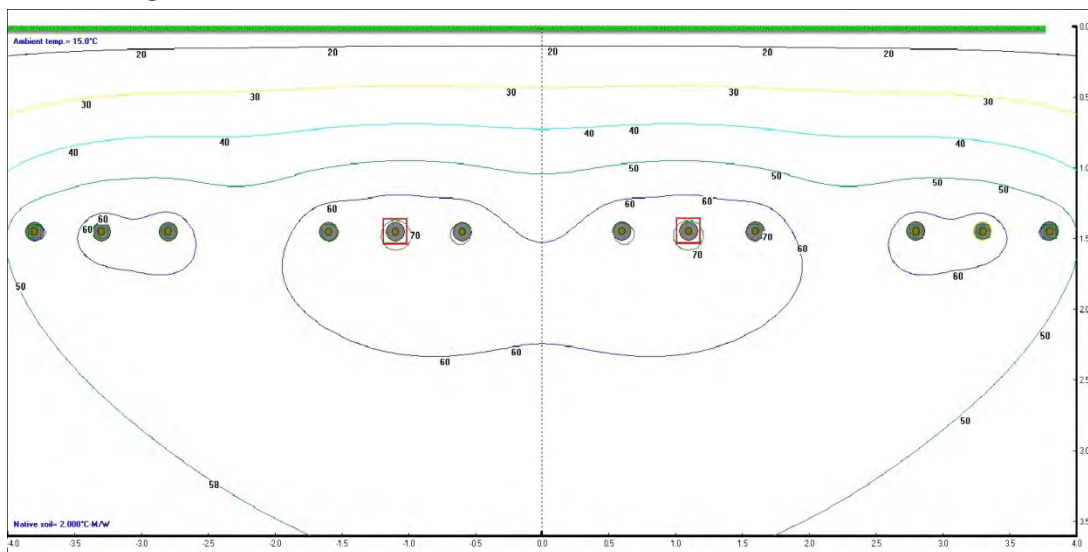




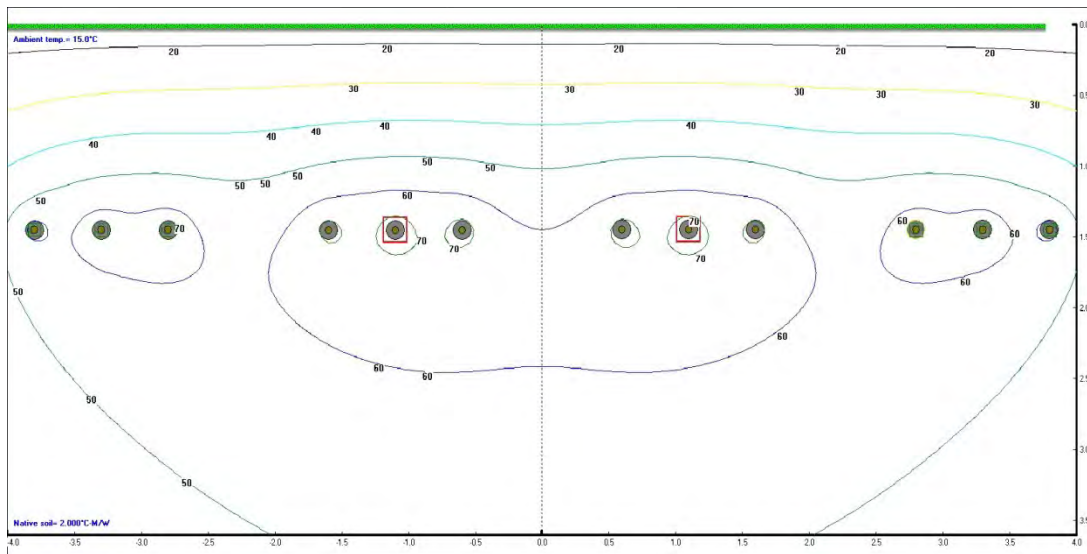
**Abbildung 7.41** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



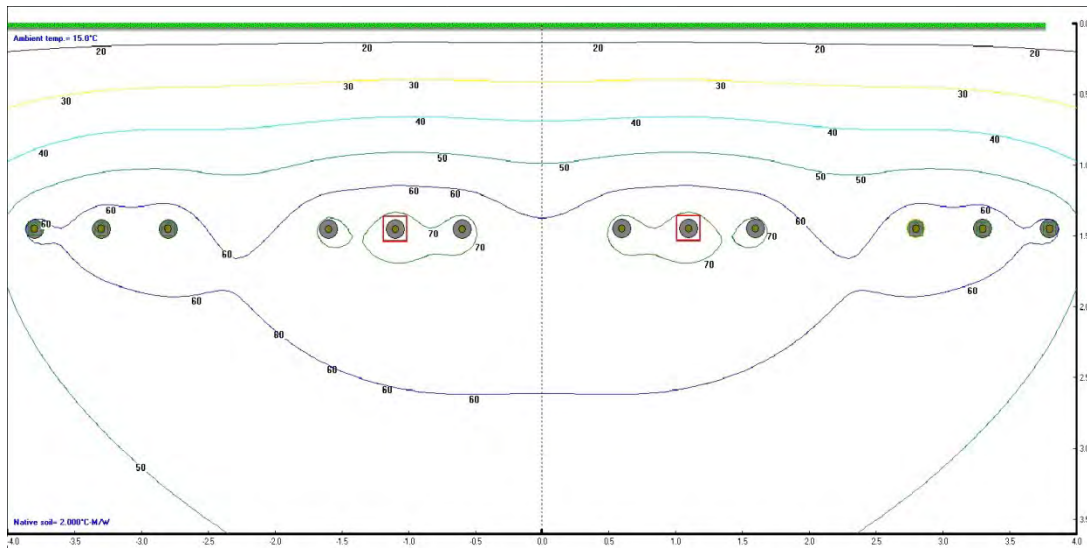
**Abbildung 7.42** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



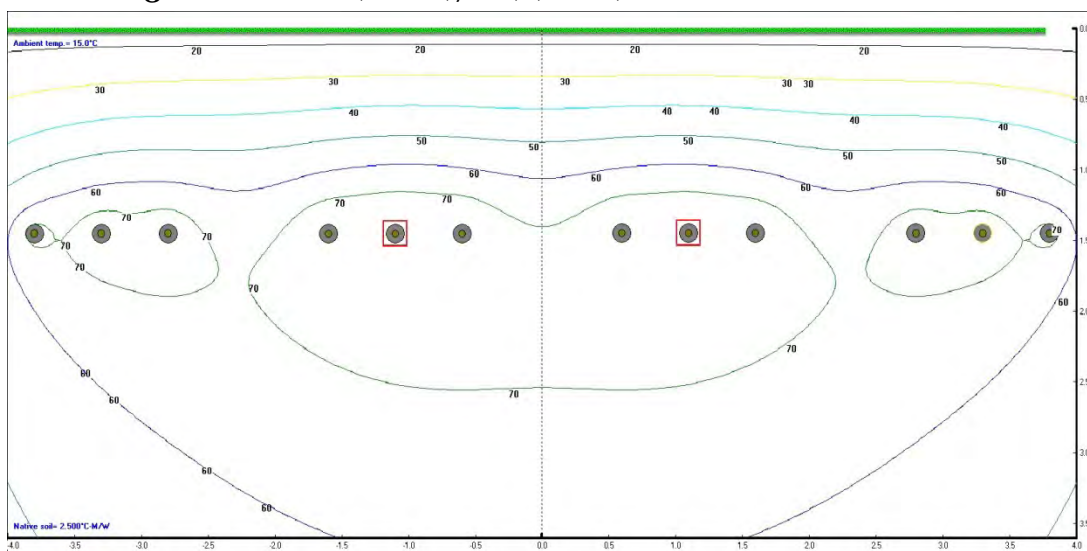
**Abbildung 7.43** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.44** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$

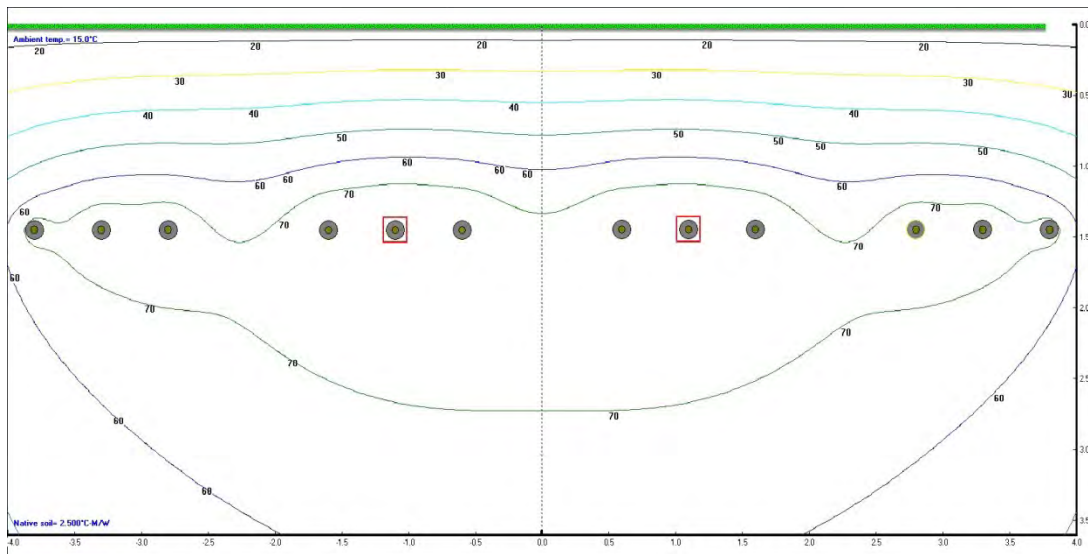


**Abbildung 7.45** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$

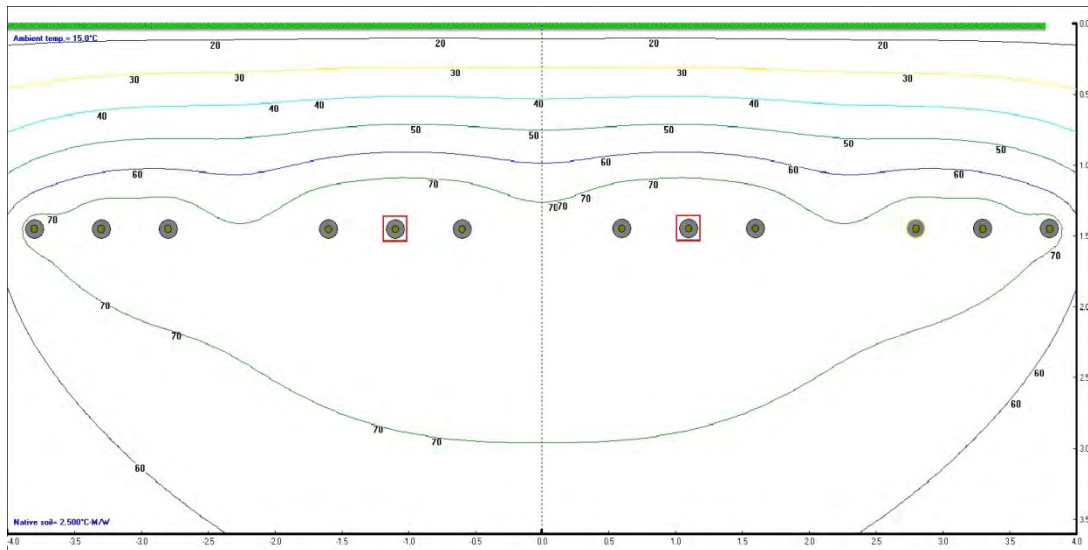


**Abbildung 7.46** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$

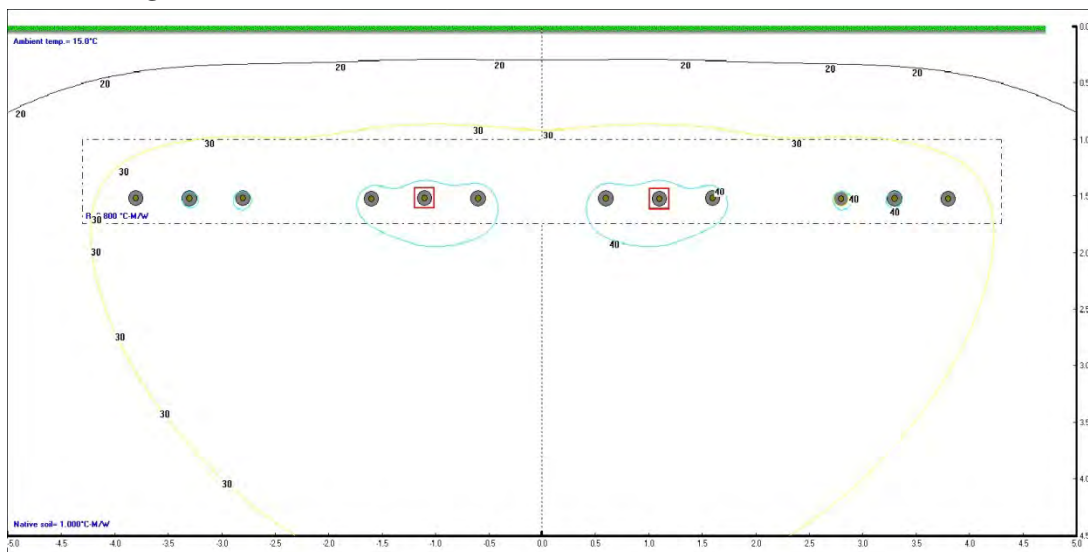




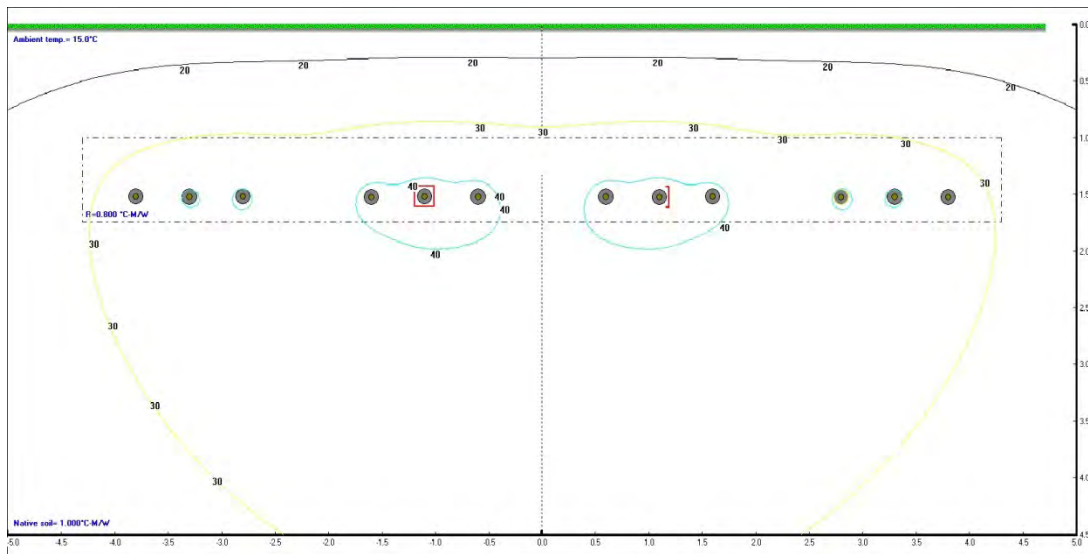
**Abbildung 7.47** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



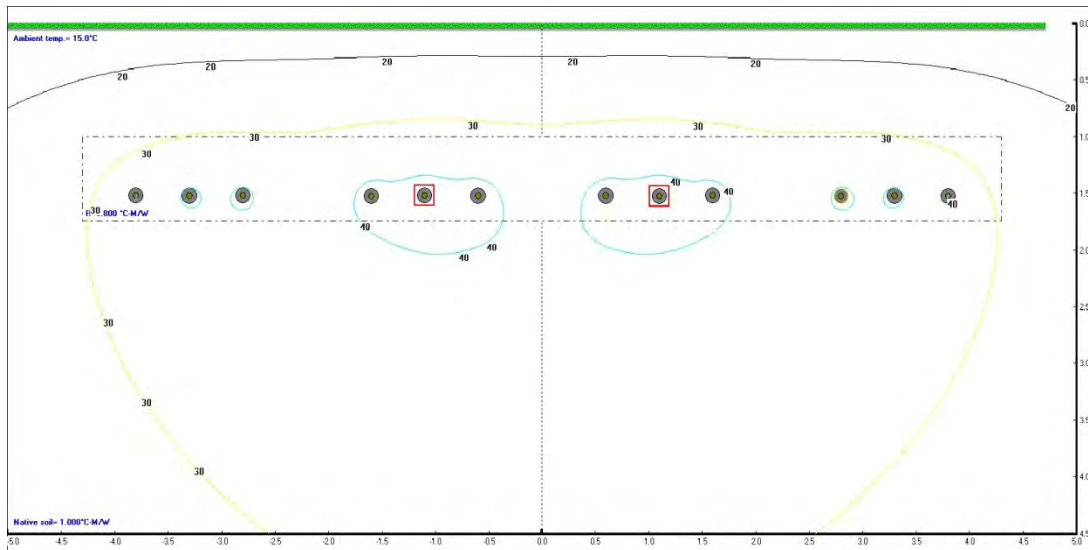
**Abbildung 7.48** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



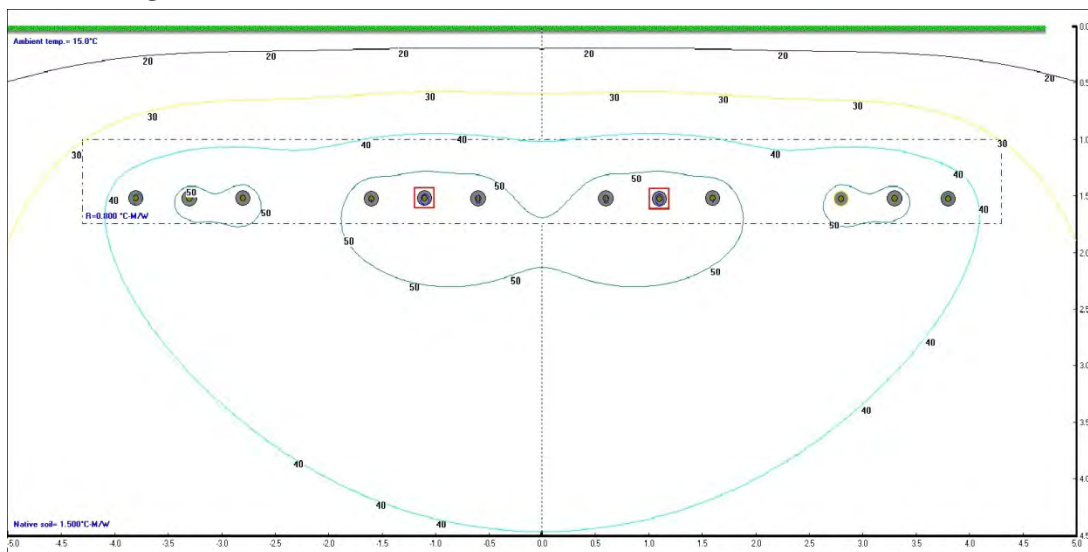
**Abbildung 7.49** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



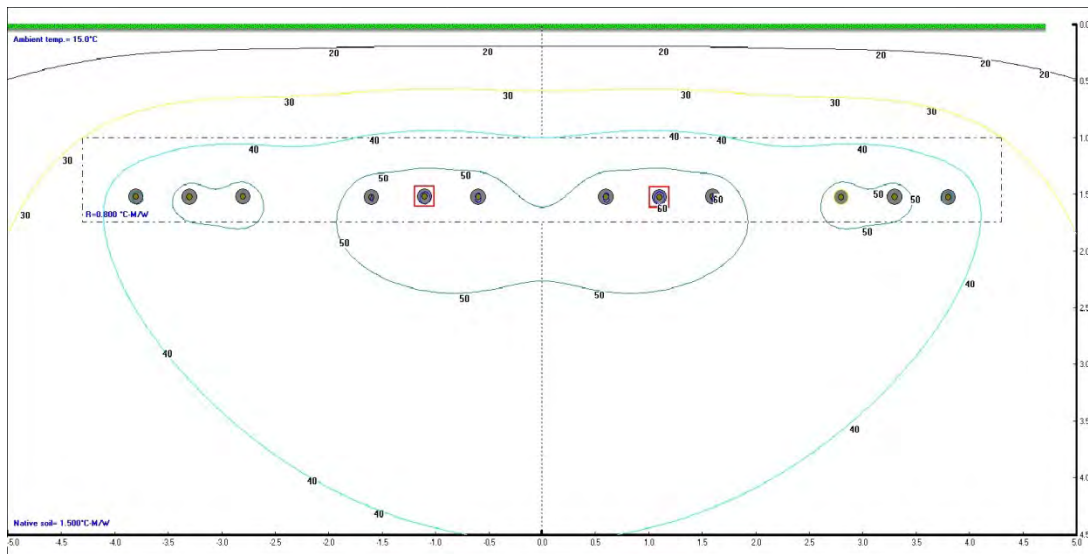
**Abbildung 7.50** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



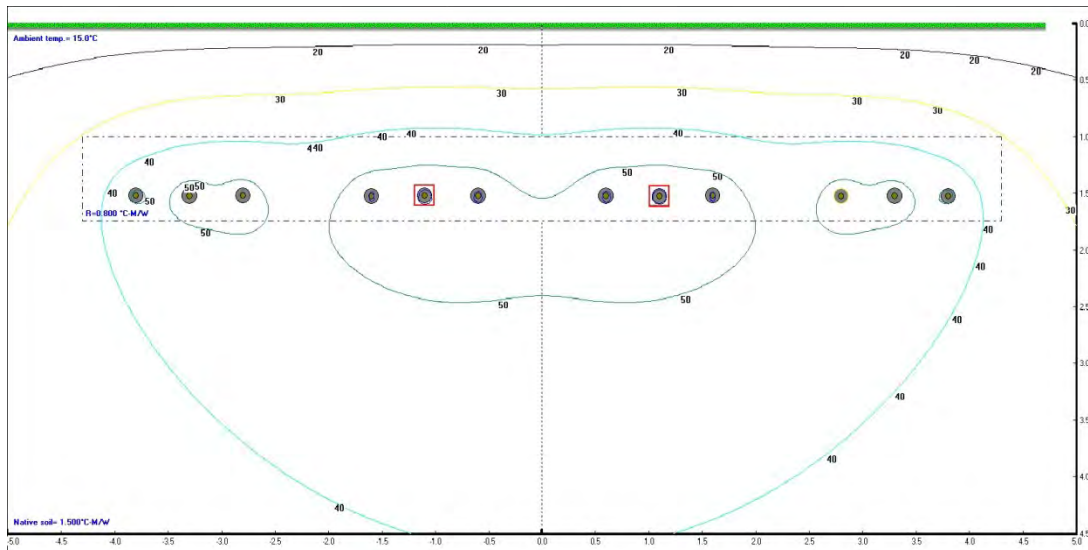
**Abbildung 7.51** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



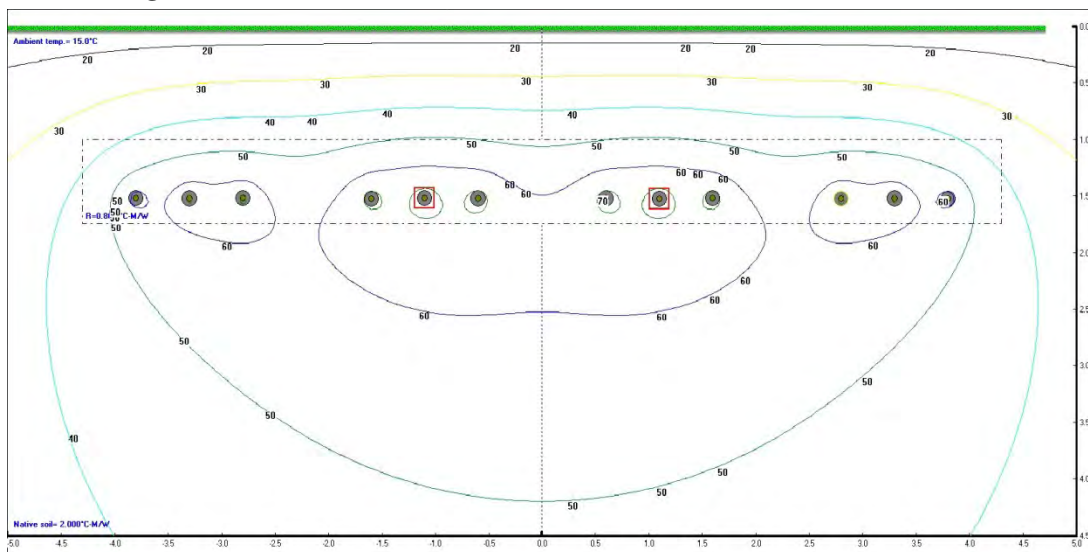
**Abbildung 7.52** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.53** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$

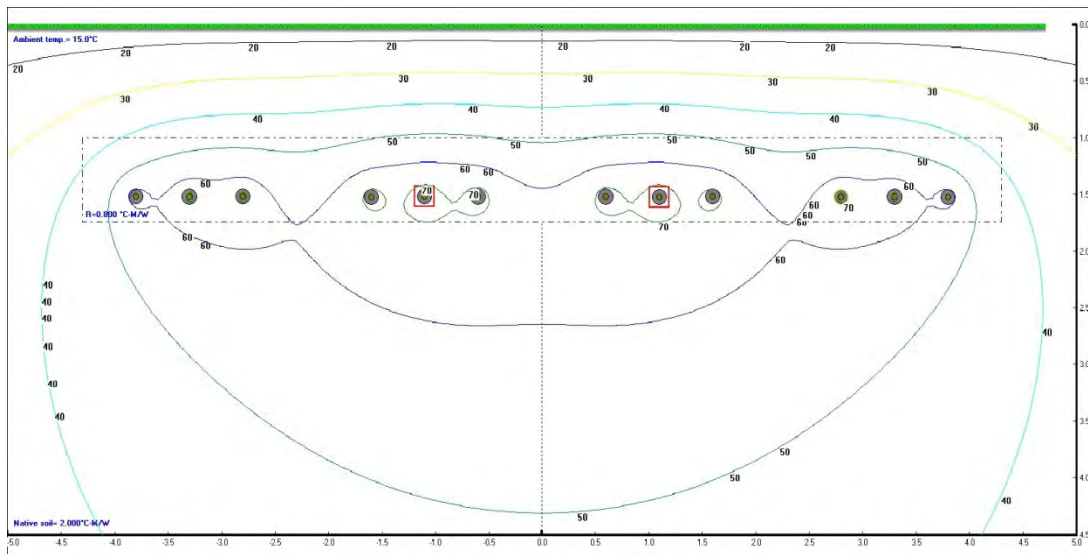


**Abbildung 7.54** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$

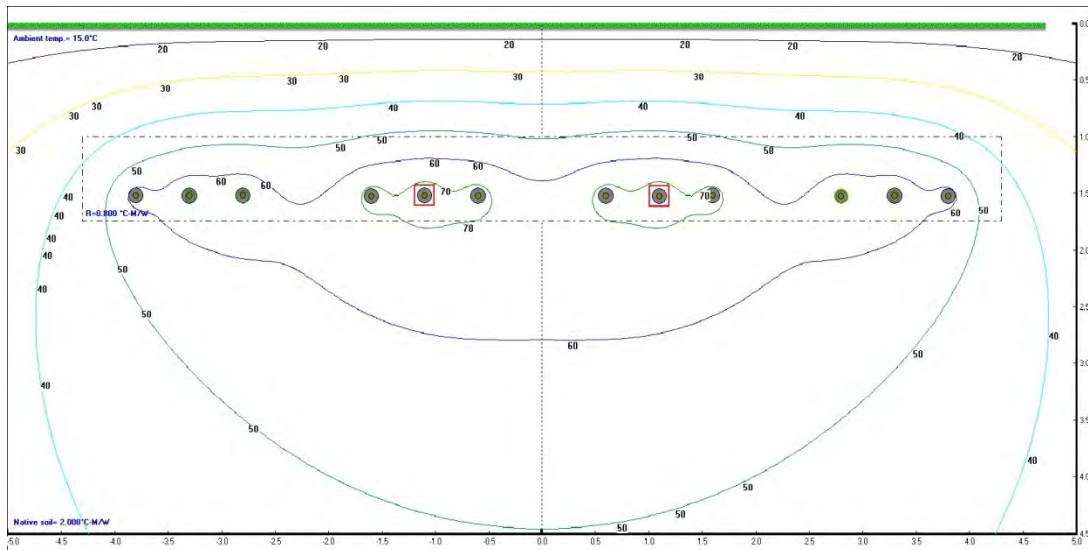


**Abbildung 7.55** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

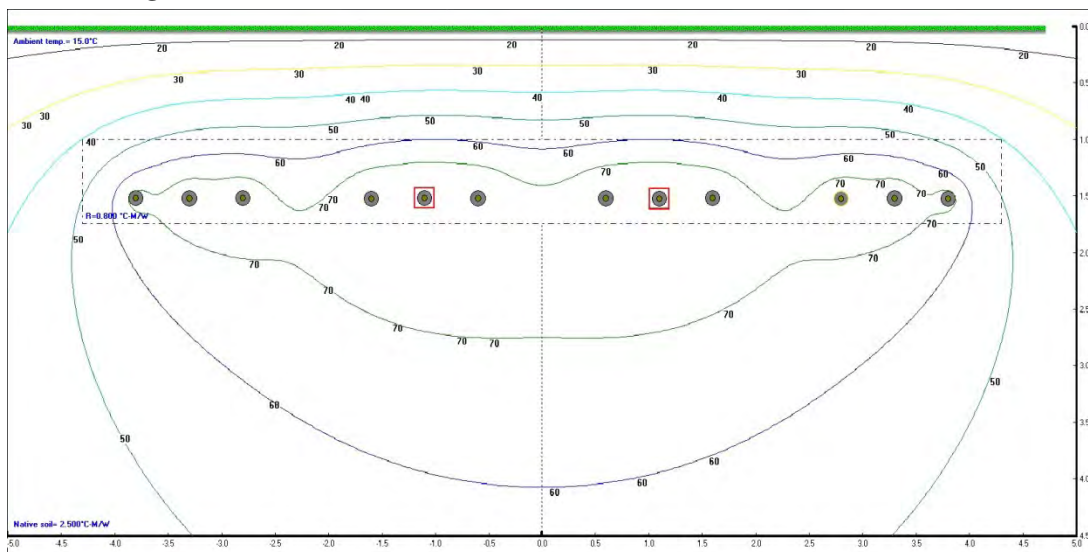




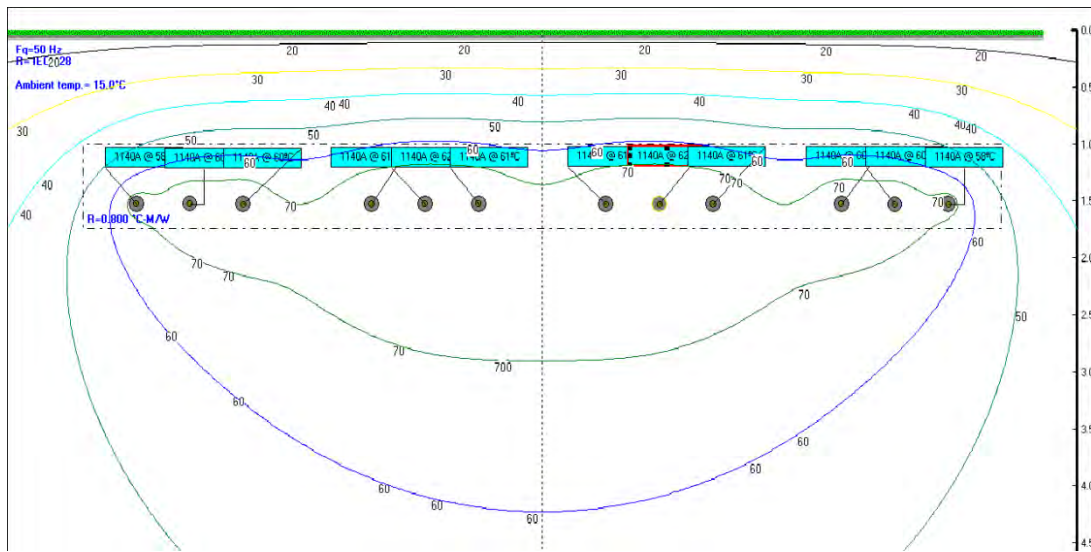
**Abbildung 7.56** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



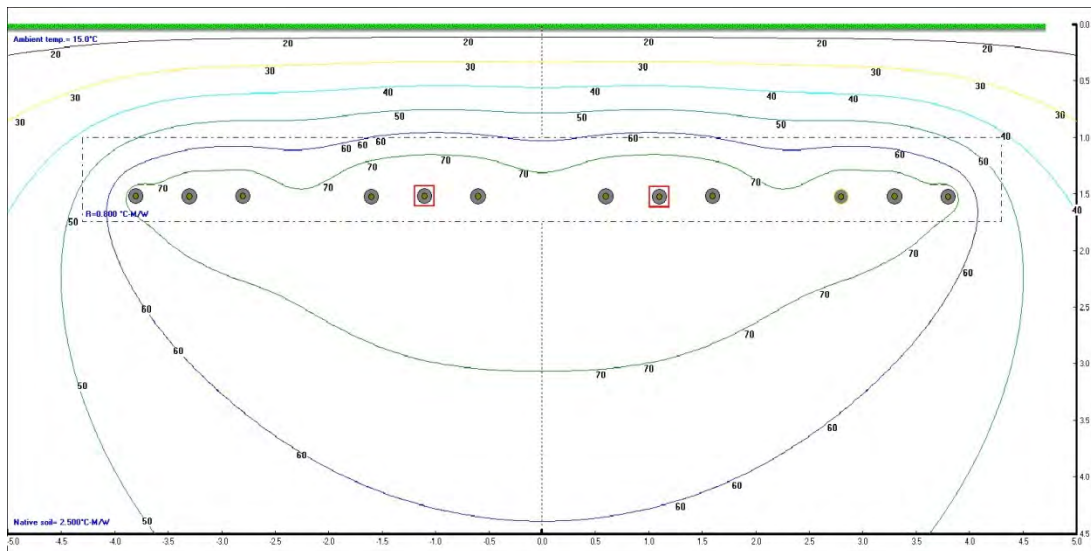
**Abbildung 7.57** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



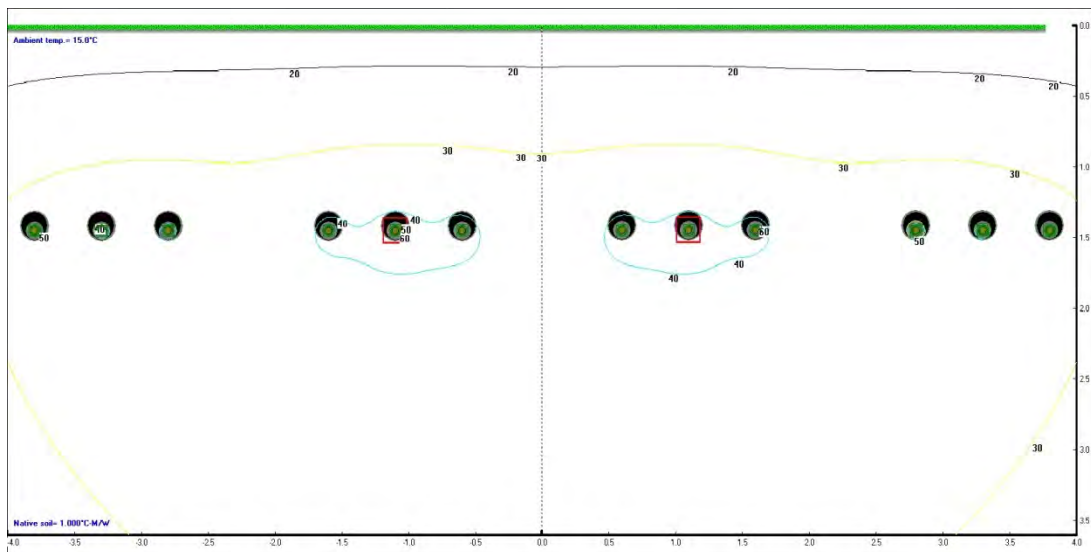
**Abbildung 7.58** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



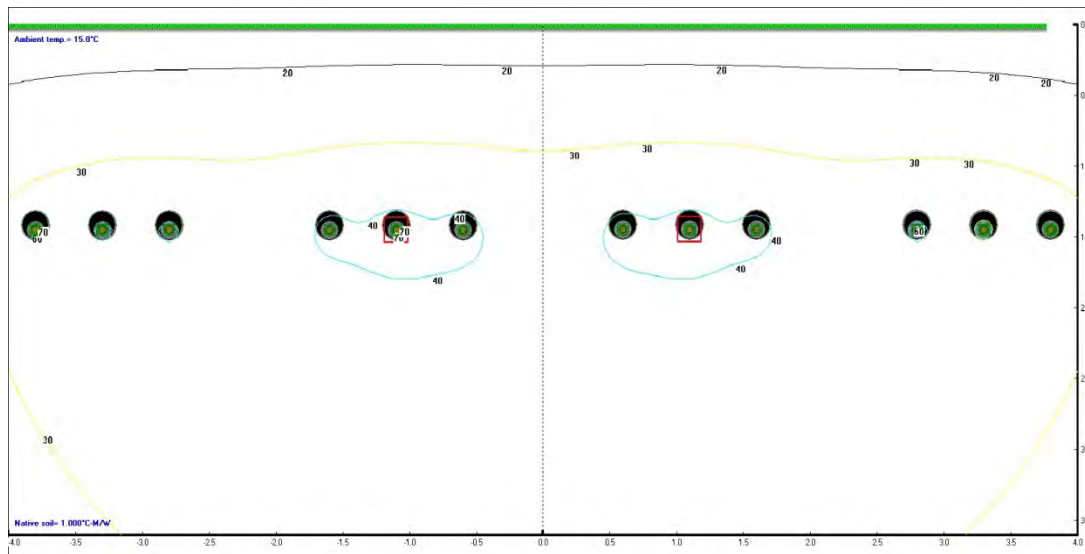
**Abbildung 7.59** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



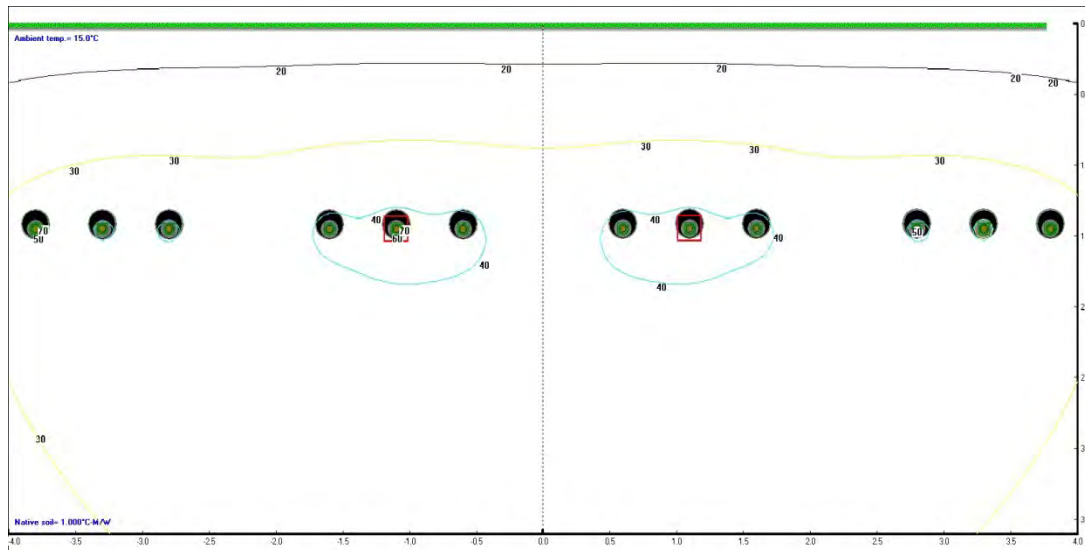
**Abbildung 7.60** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



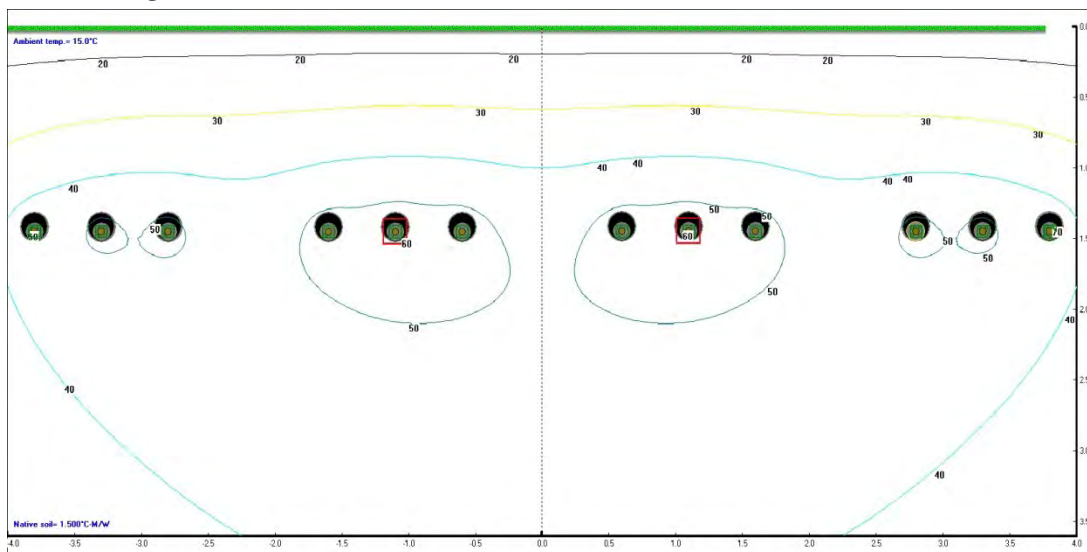
**Abbildung 7.61** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.62** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$

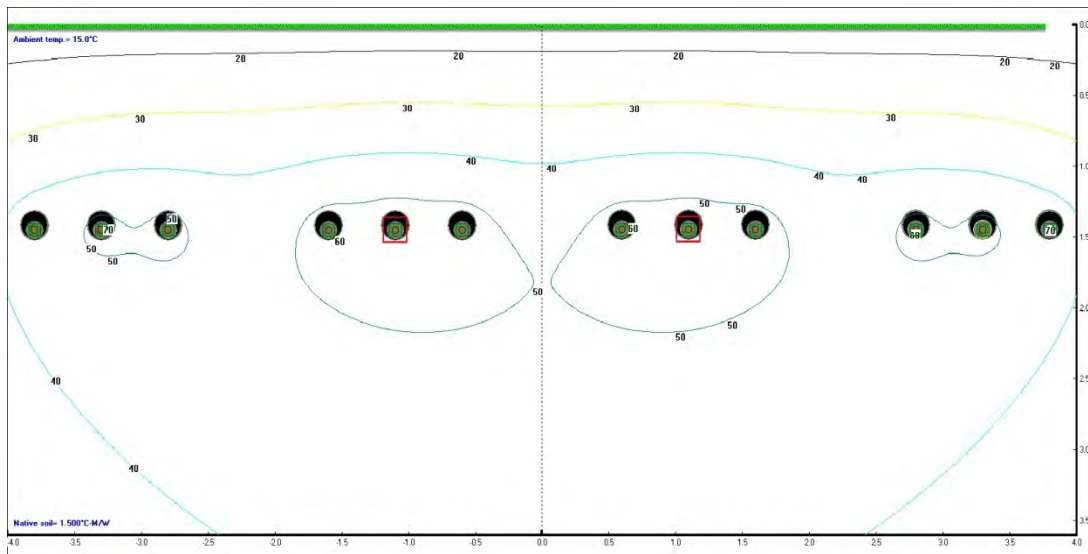


**Abbildung 7.63** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$

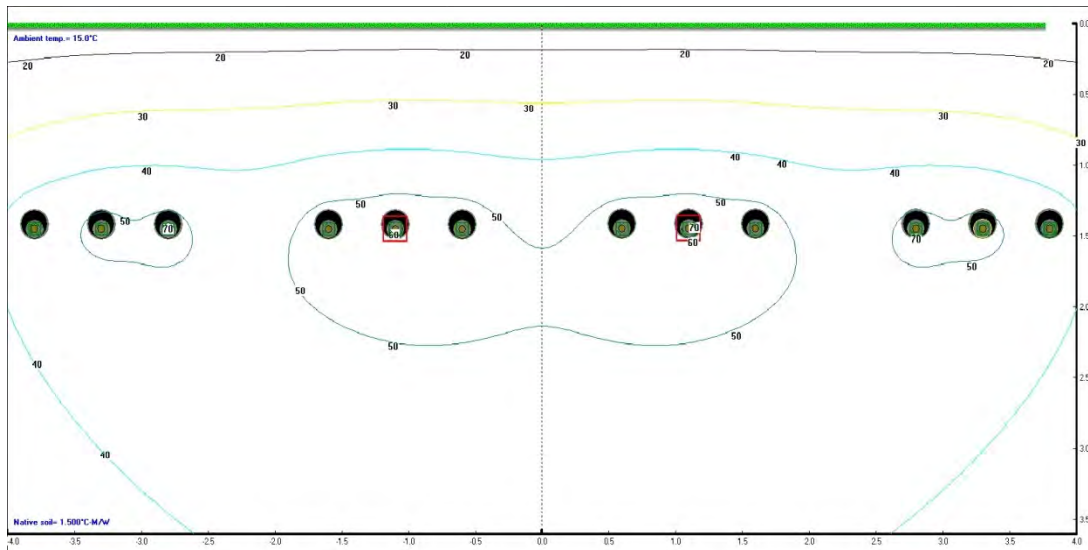


**Abbildung 7.64** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$

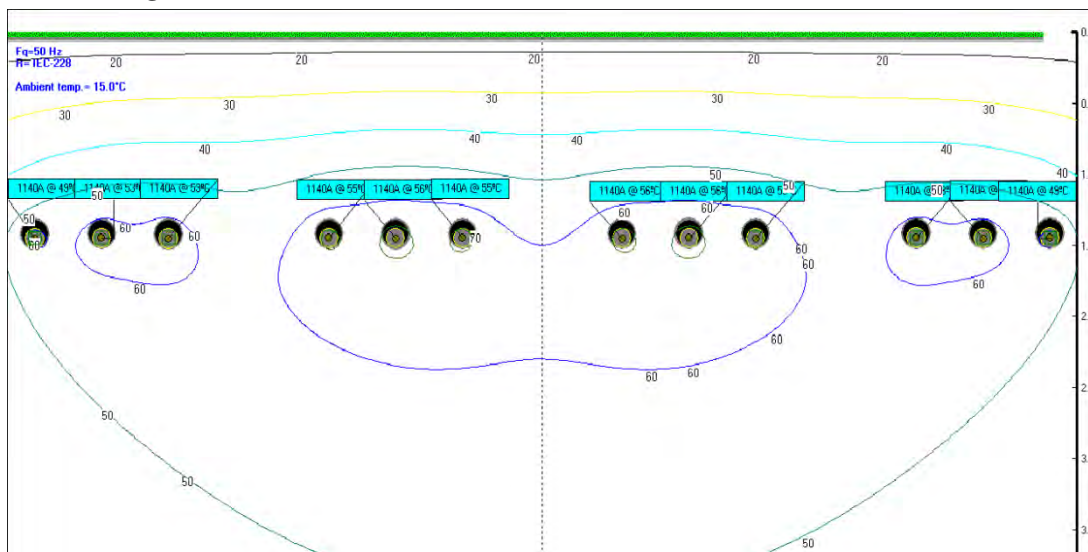




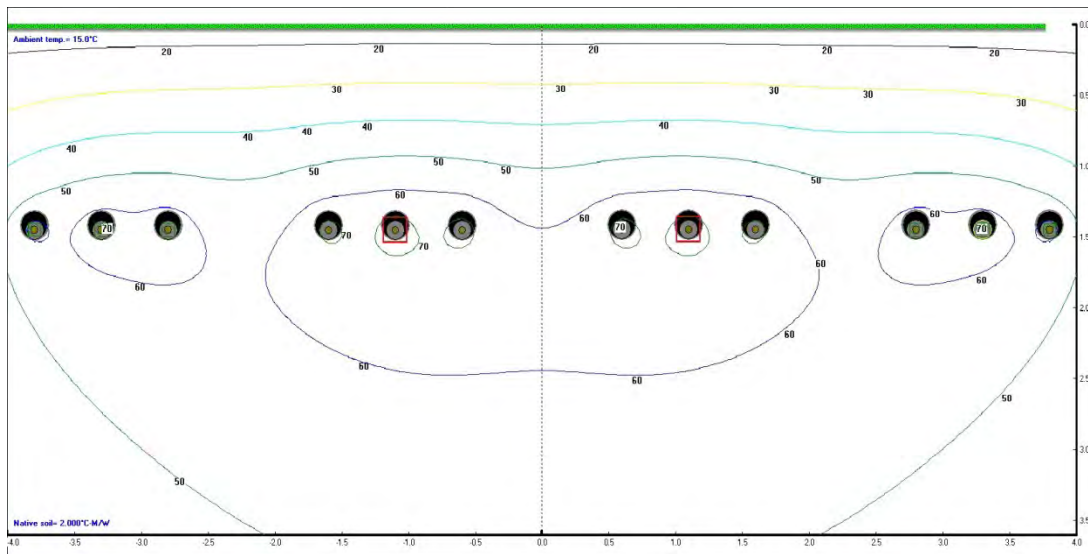
**Abbildung 7.65** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



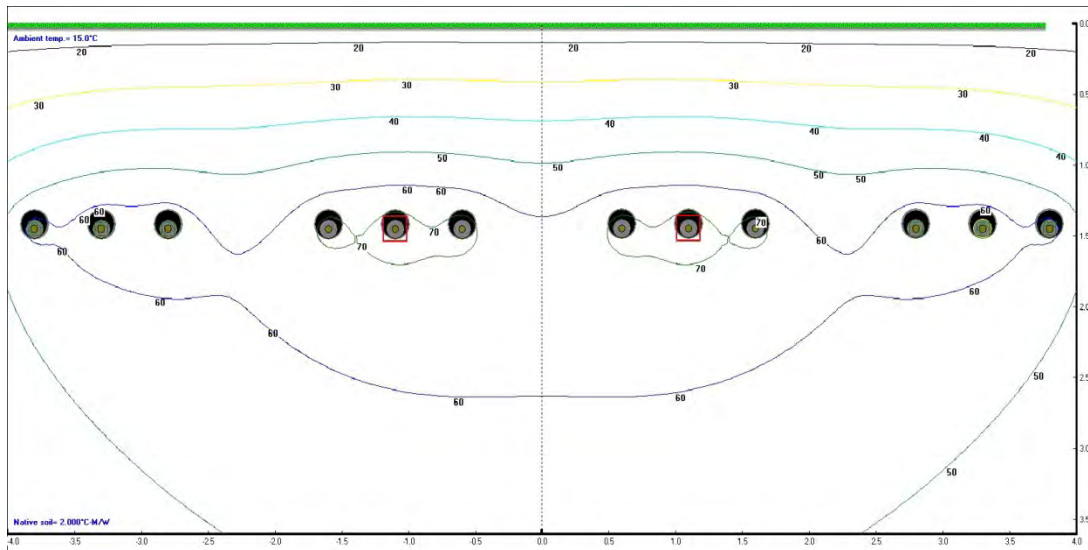
**Abbildung 7.66** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



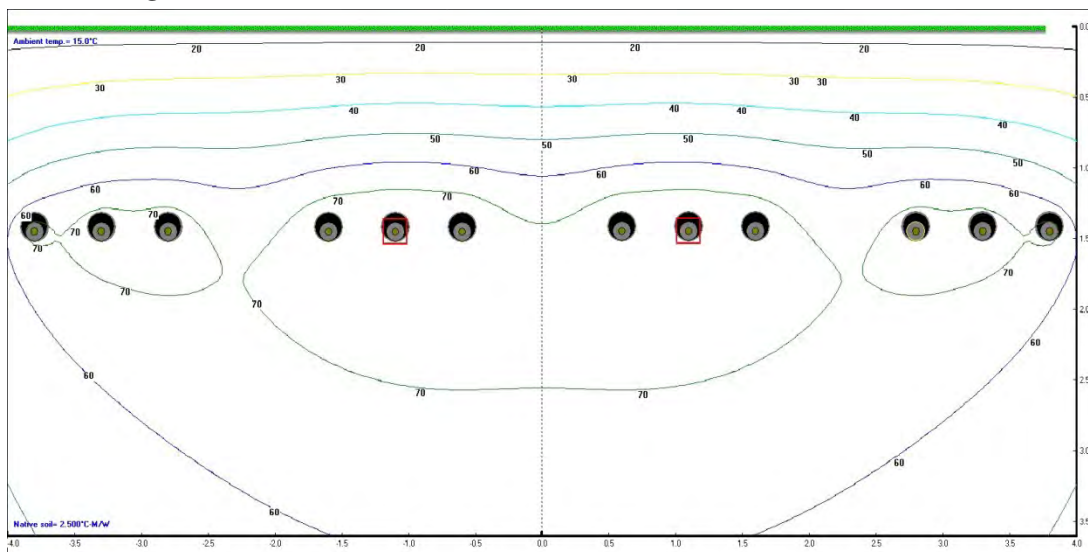
**Abbildung 7.67** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



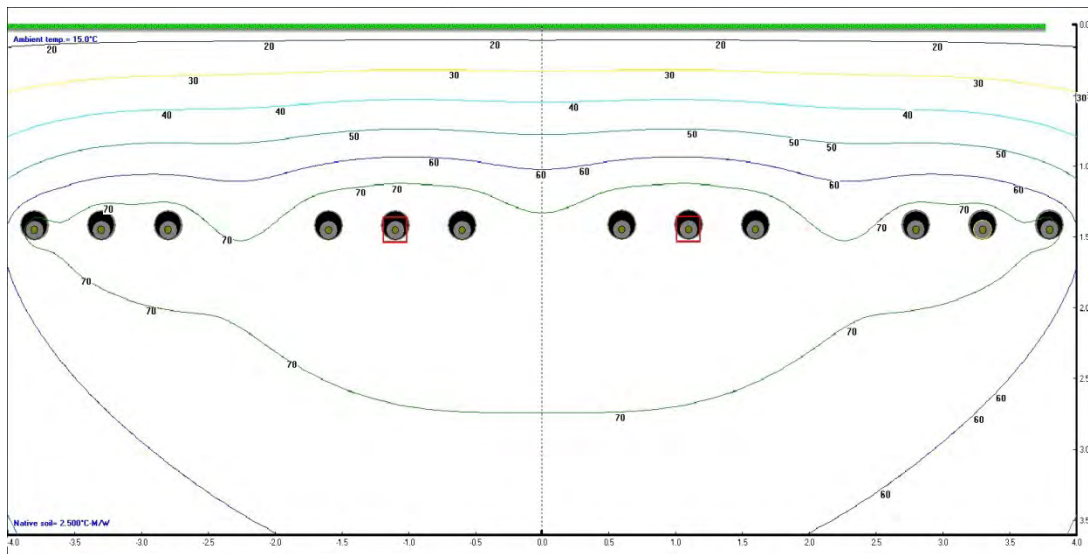
**Abbildung 7.68** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



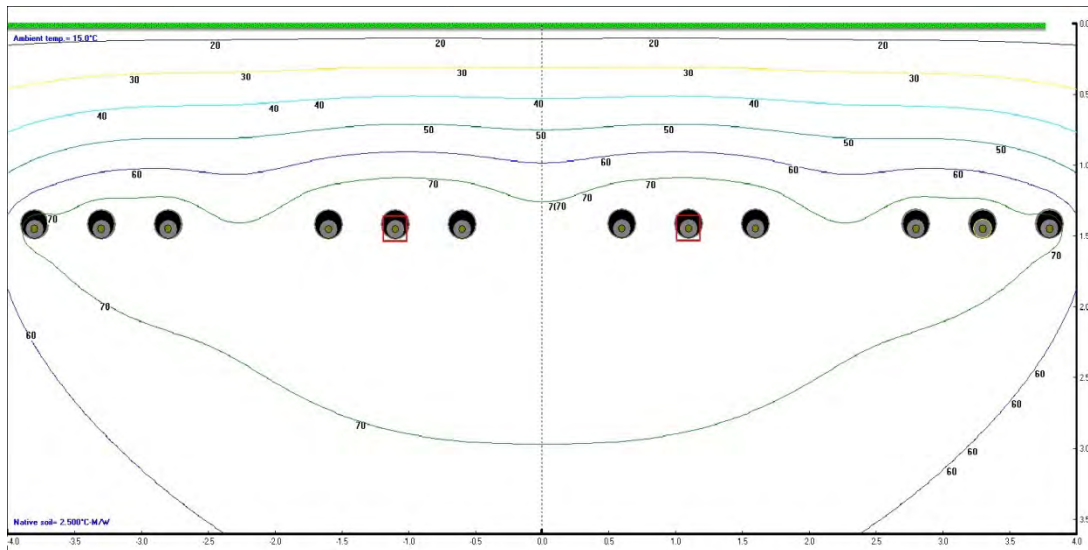
**Abbildung 7.69** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.70** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$

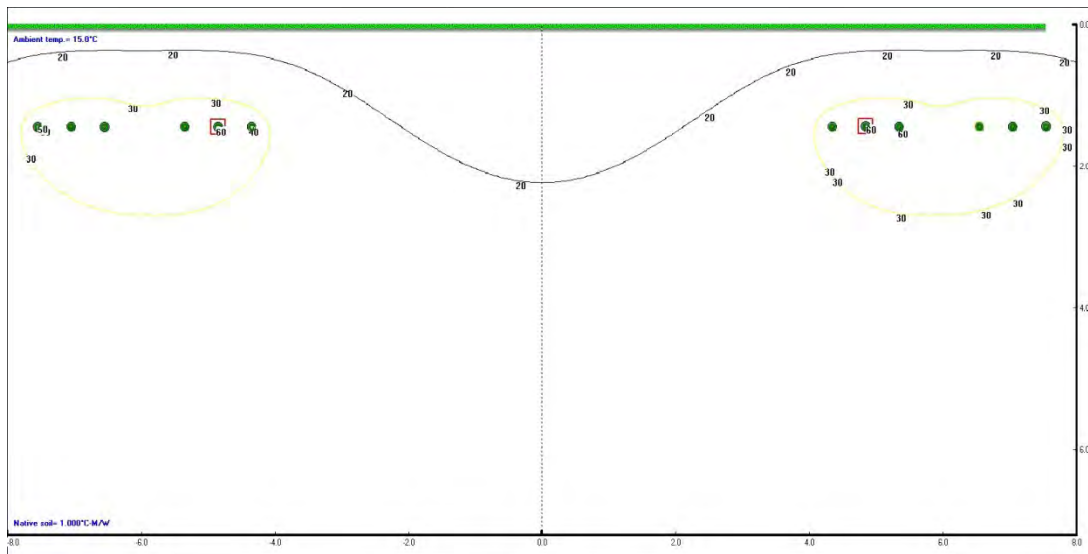


**Abbildung 7.71** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

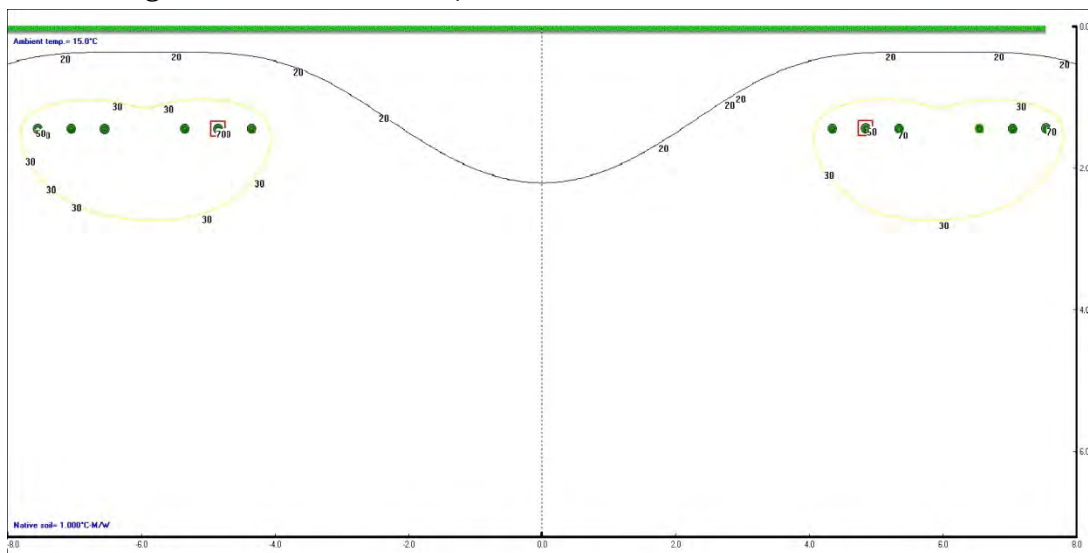


**Abbildung 7.72** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

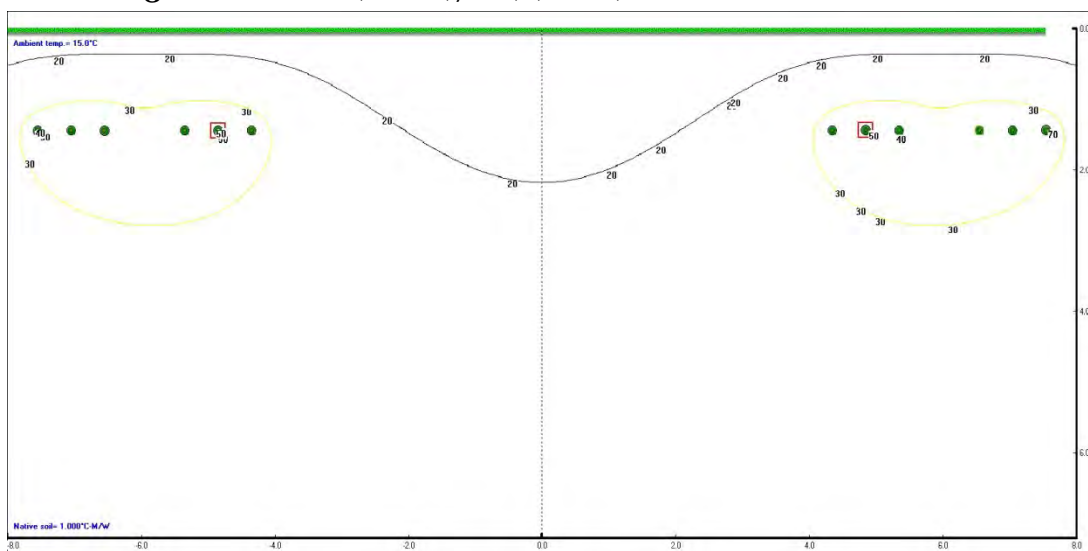
### 7.1.3 Variante 3



**Abbildung 7.73** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$

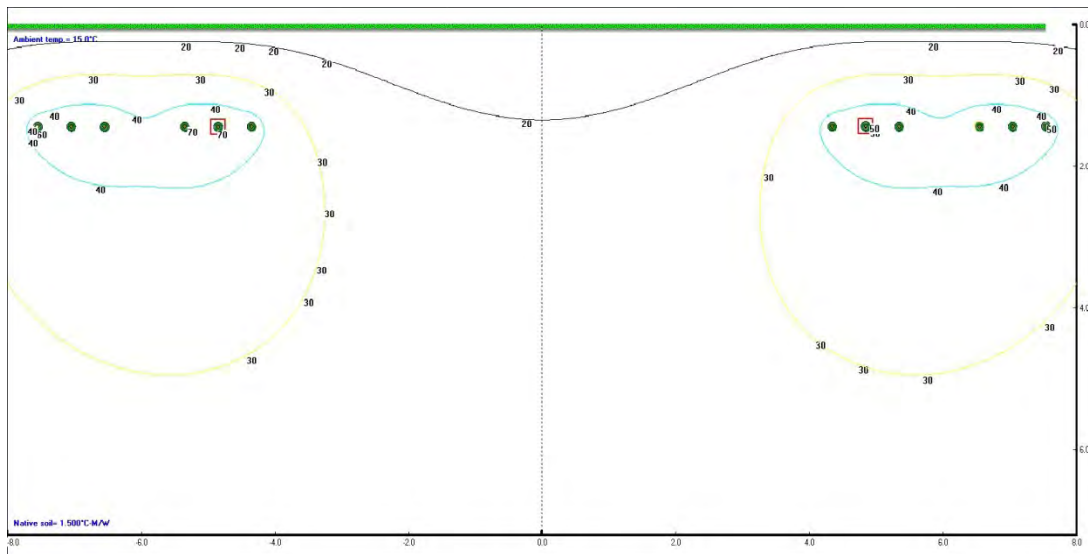


**Abbildung 7.74** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$

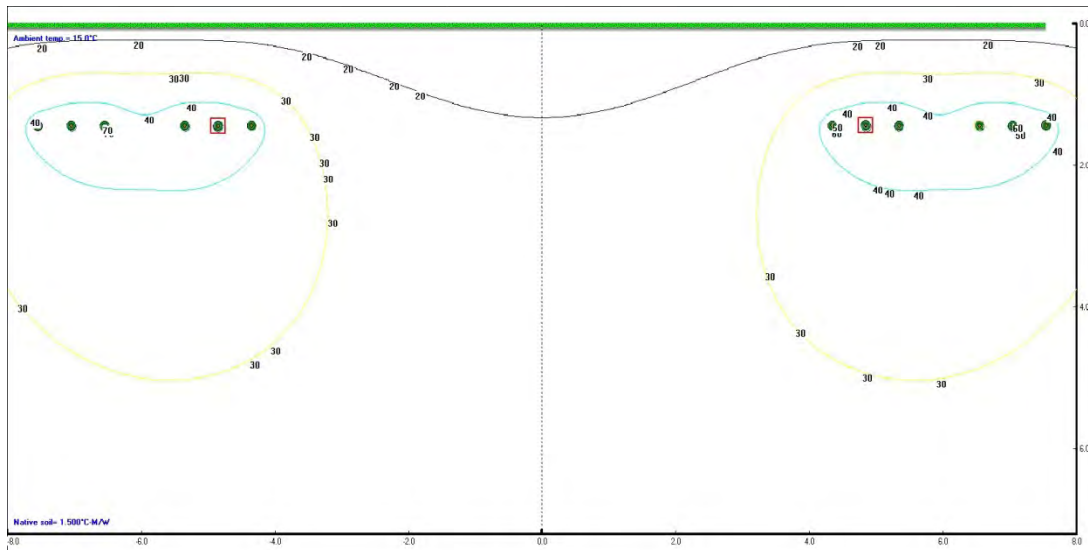


**Abbildung 7.75** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$

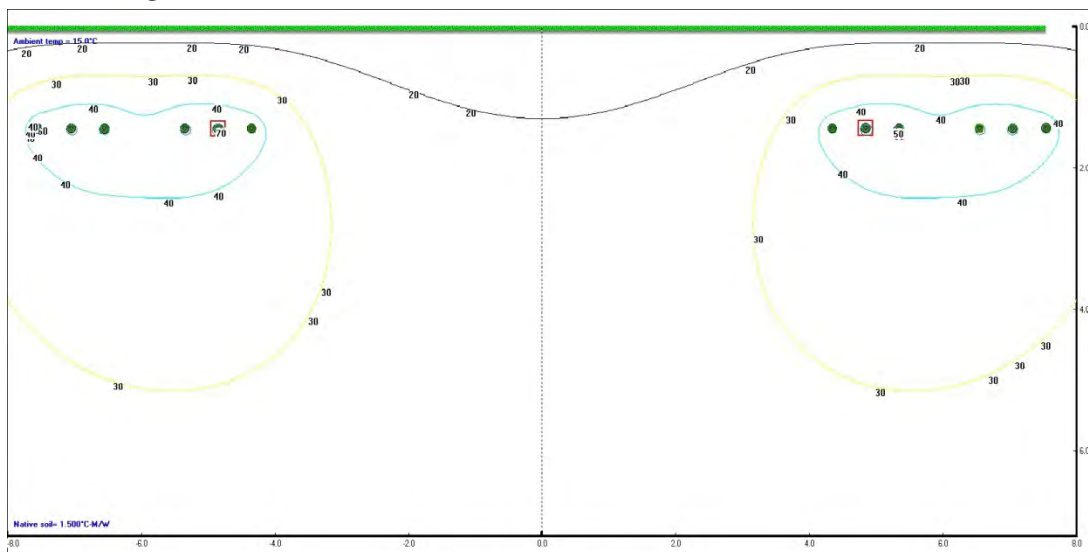




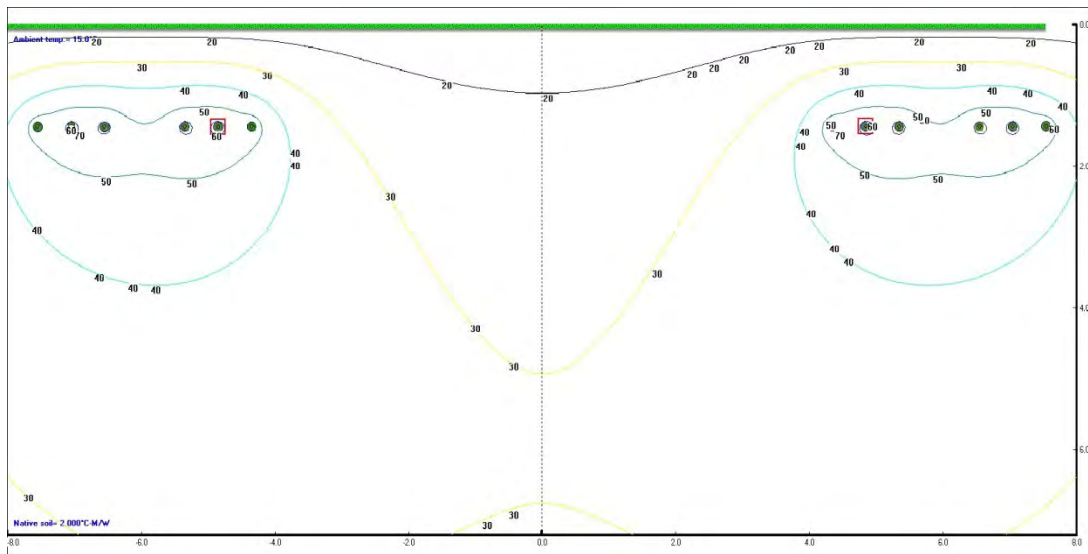
**Abbildung 7.76** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



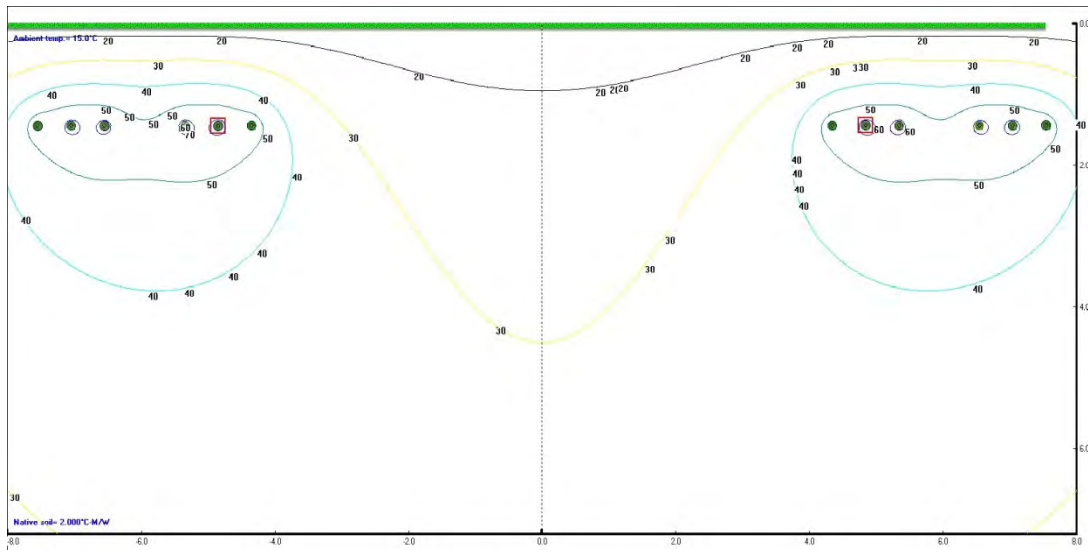
**Abbildung 7.77** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



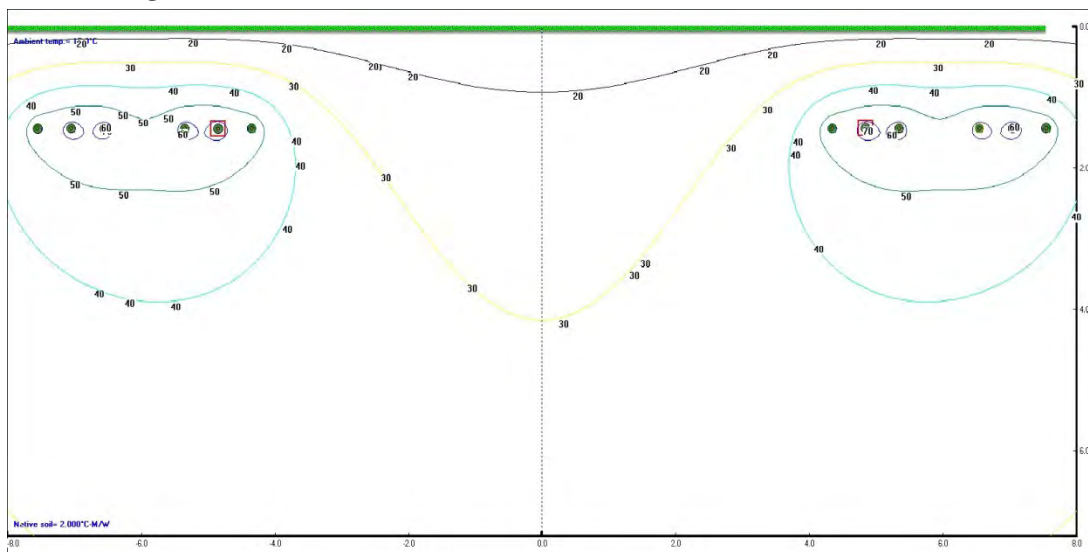
**Abbildung 7.78** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.79** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

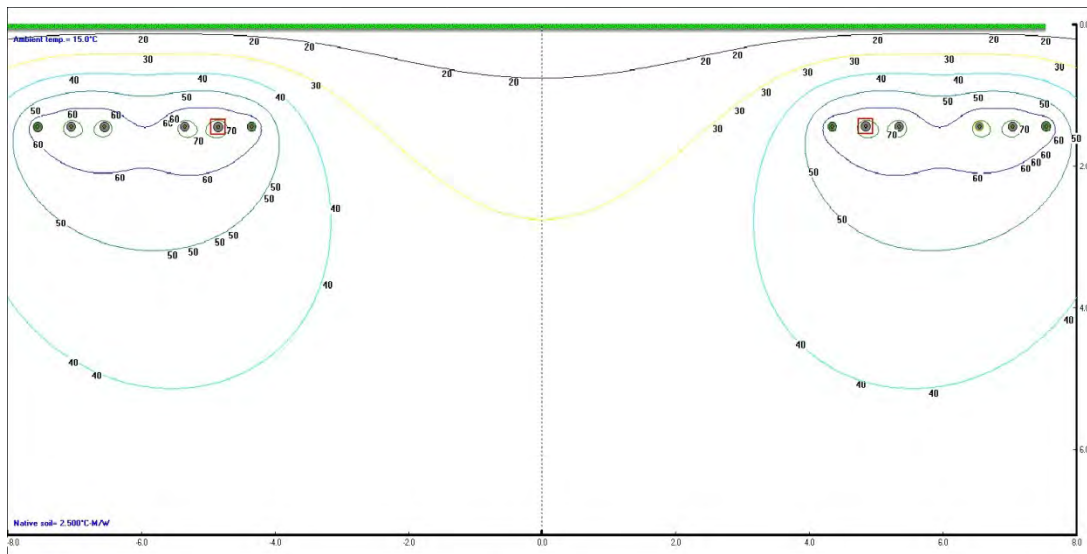


**Abbildung 7.80** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$

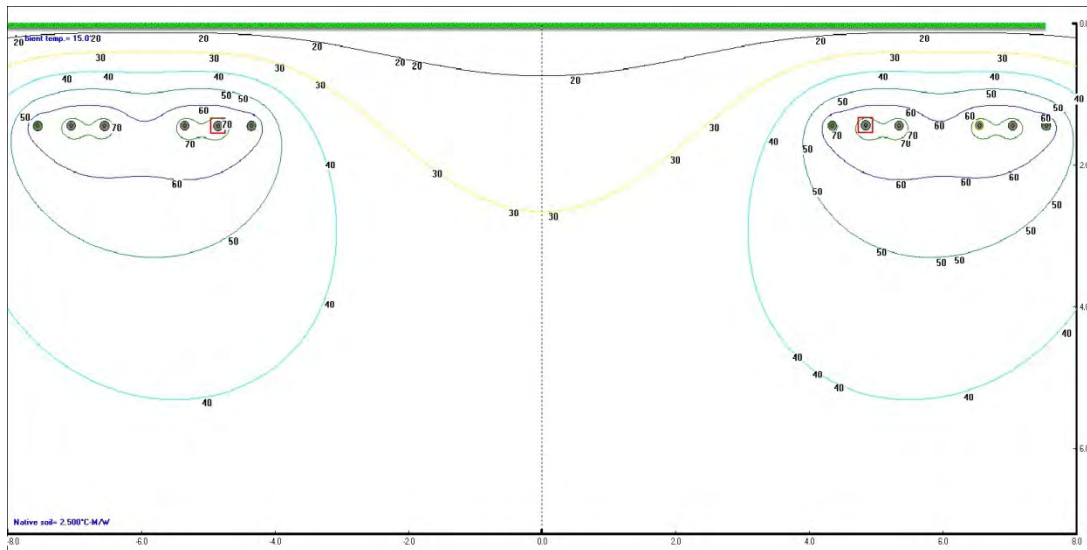


**Abbildung 7.81** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$

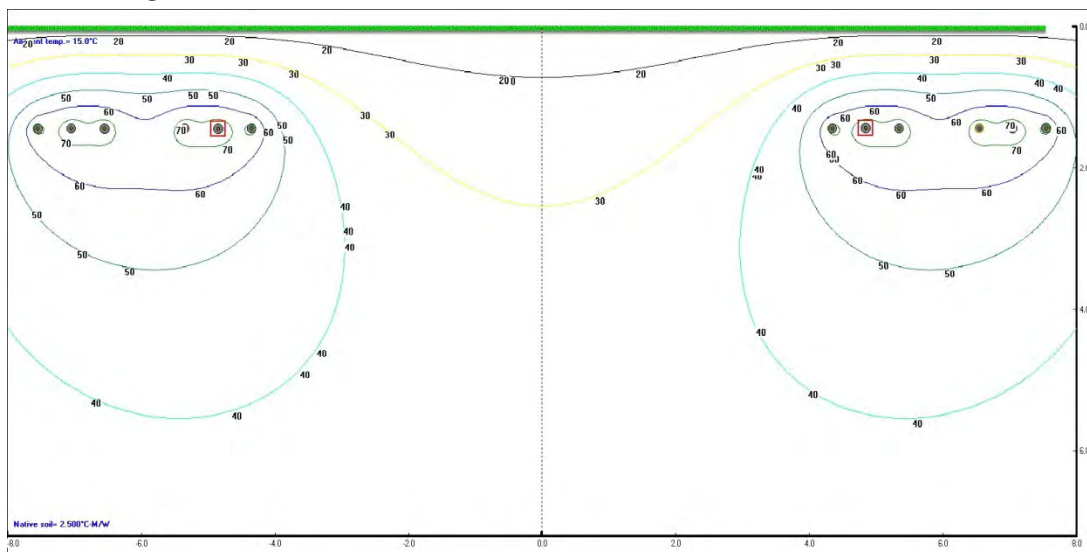




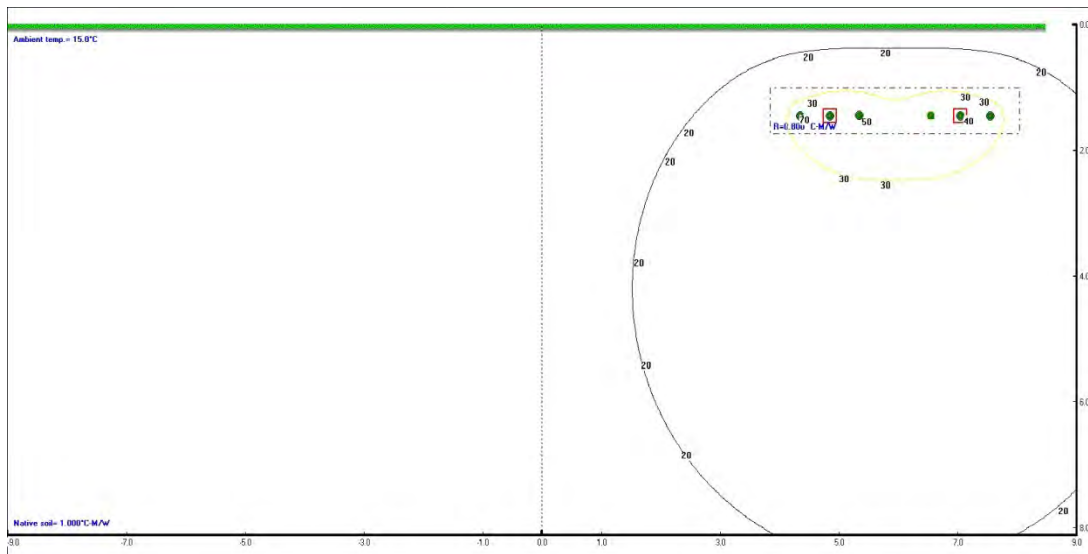
**Abbildung 7.82** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



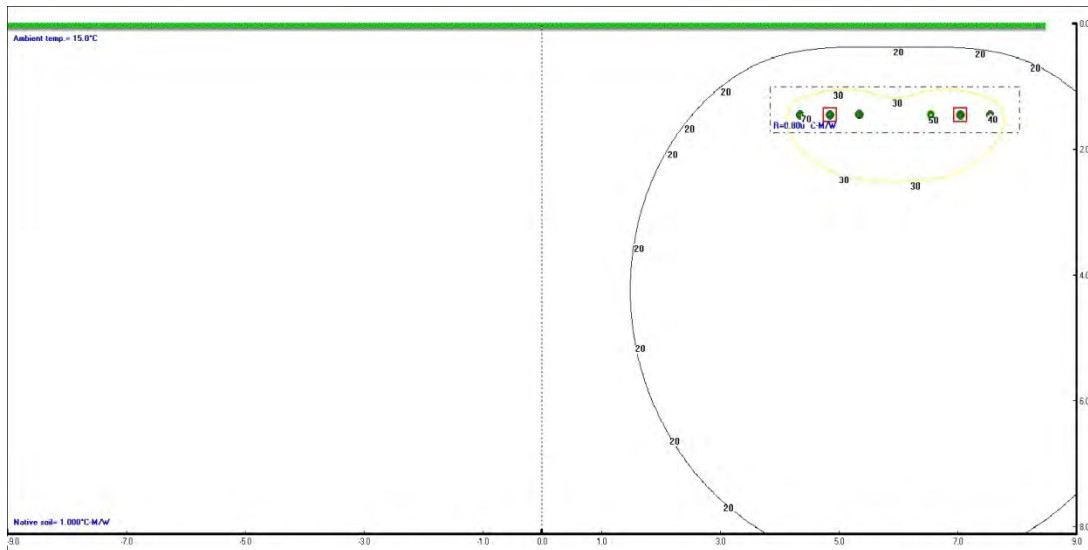
**Abbildung 7.83** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



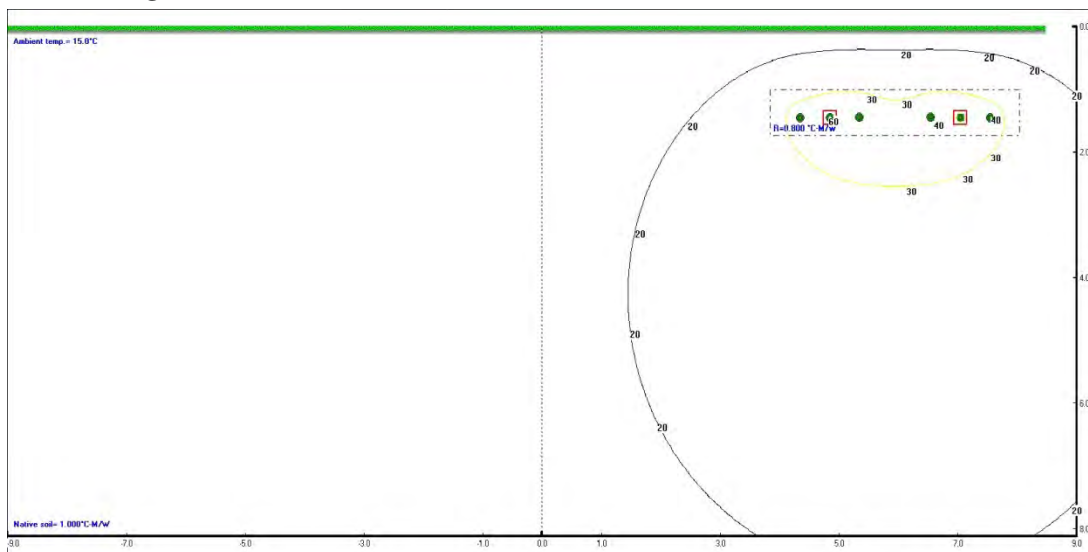
**Abbildung 7.84** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



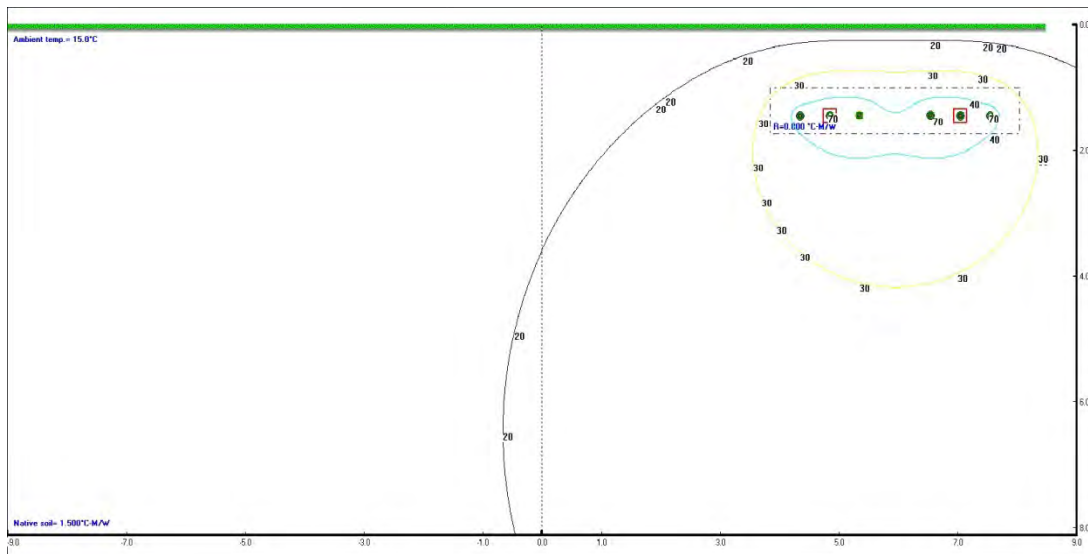
**Abbildung 7.85** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



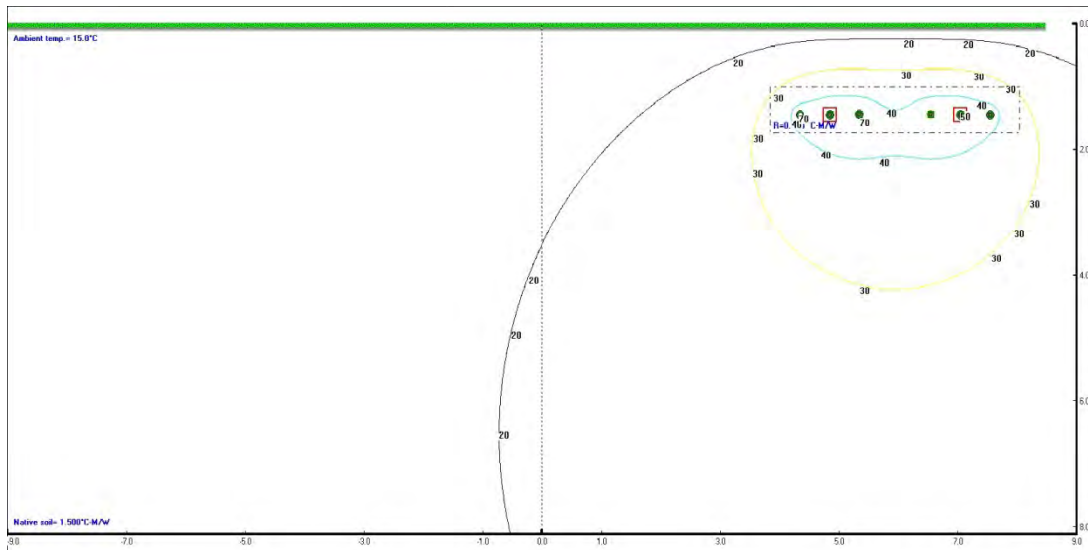
**Abbildung 7.86** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



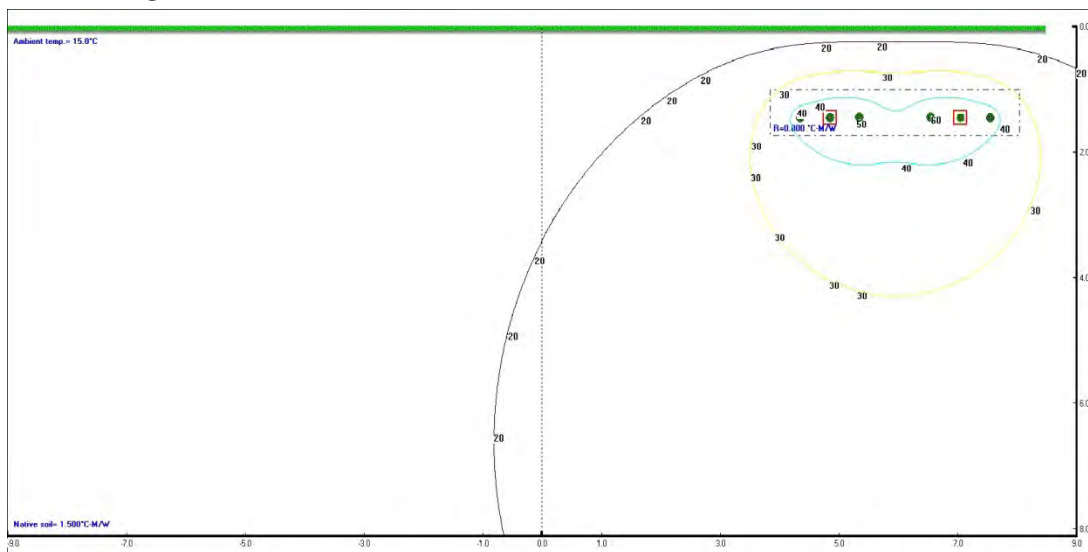
**Abbildung 7.87** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



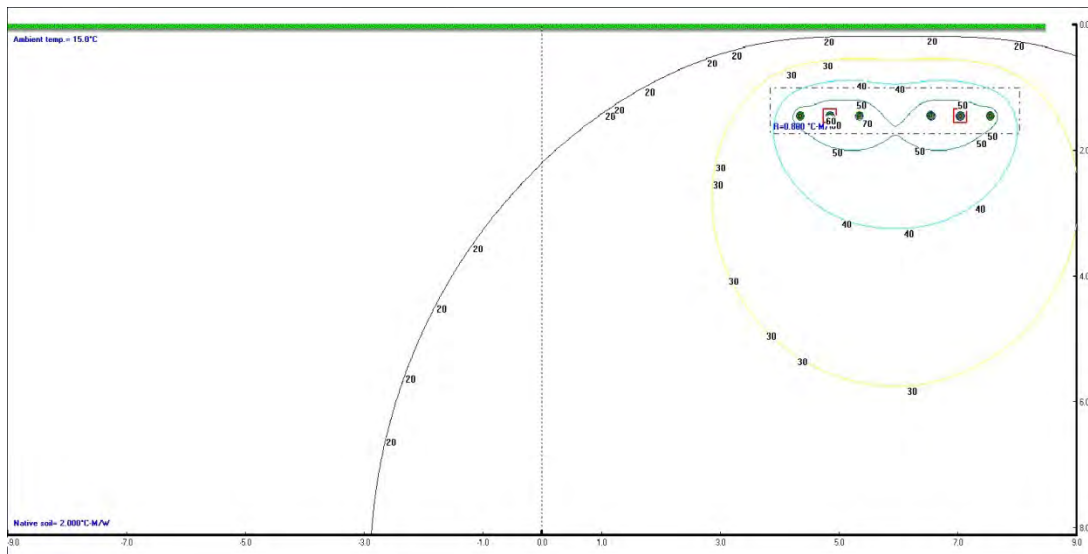
**Abbildung 7.88** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



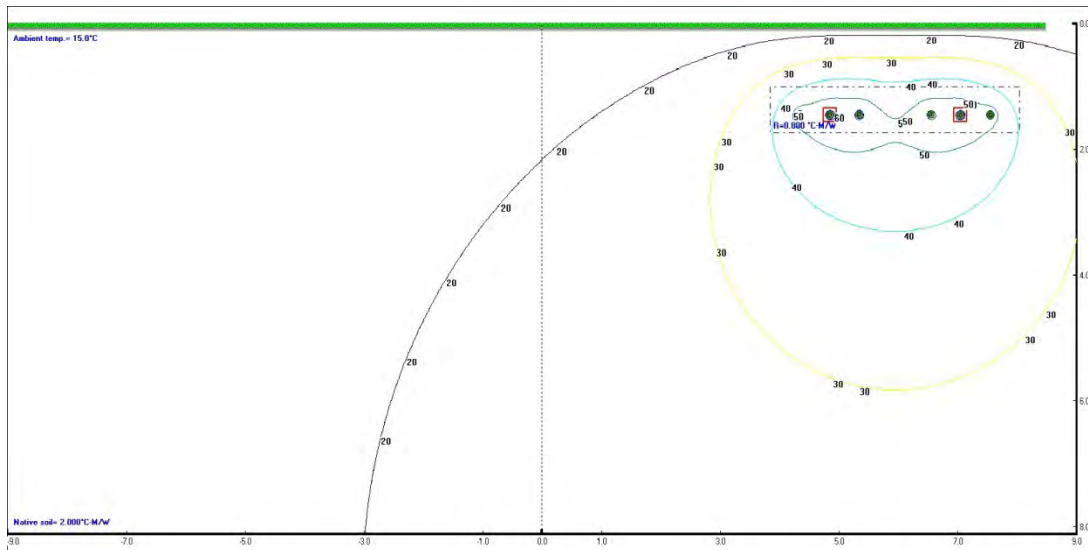
**Abbildung 7.89** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



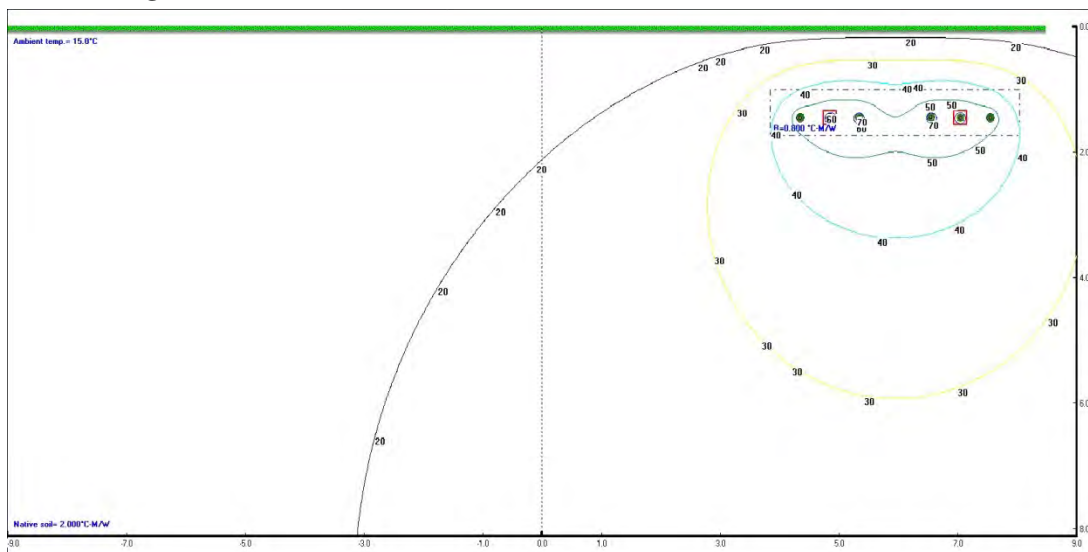
**Abbildung 7.90** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



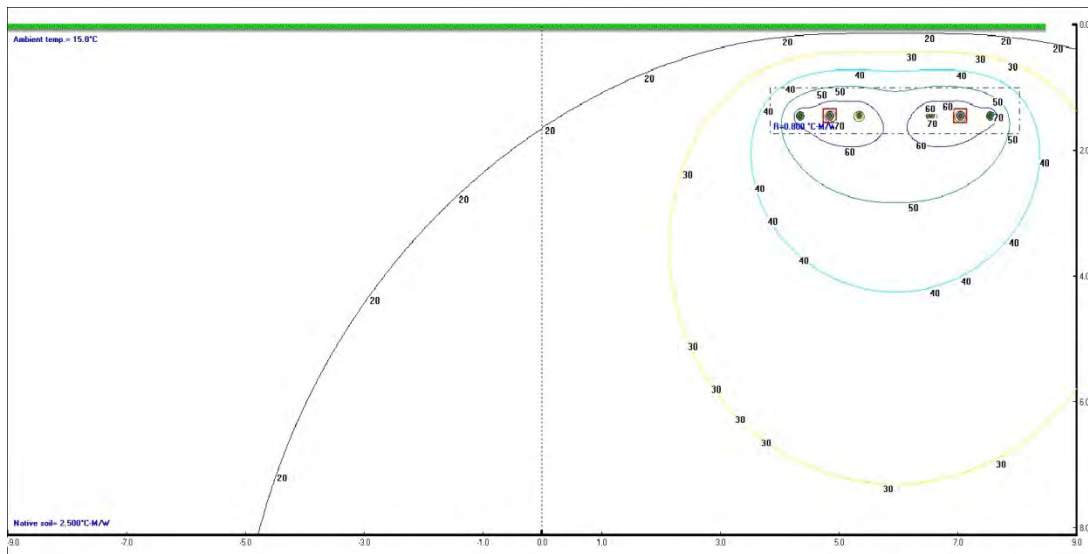
**Abbildung 7.91** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



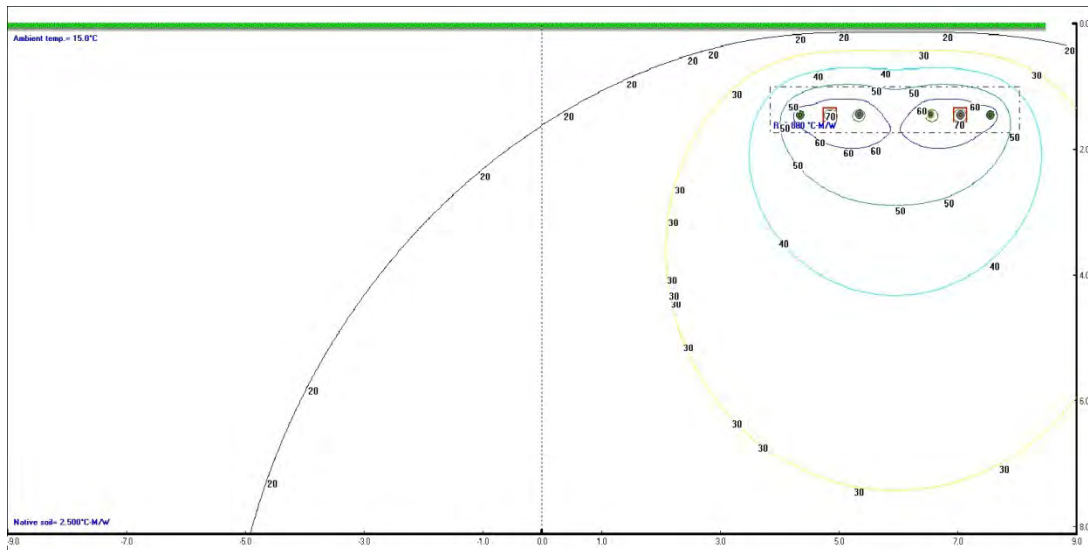
**Abbildung 7.92** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



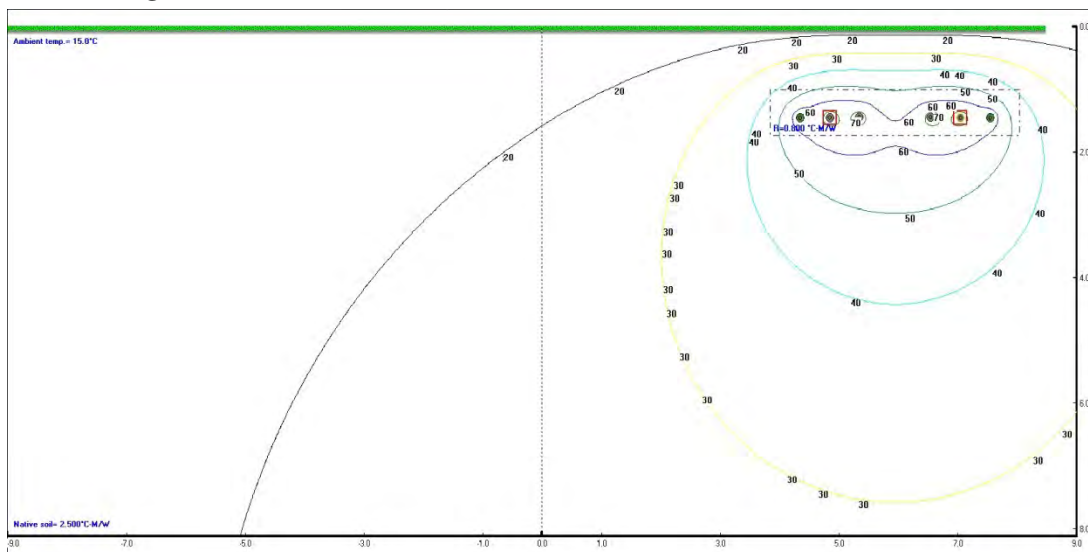
**Abbildung 7.93** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.94** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$

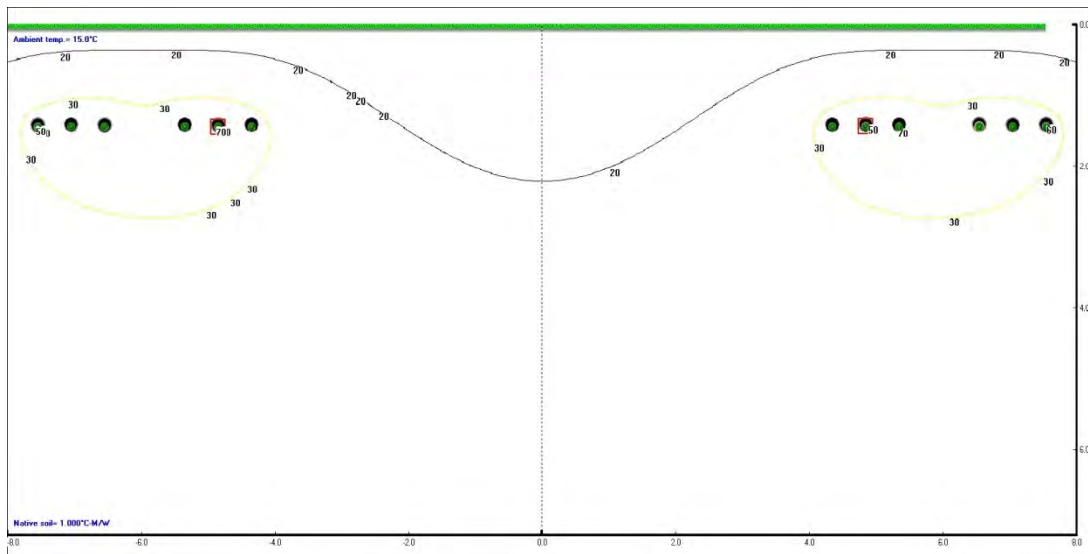


**Abbildung 7.95** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

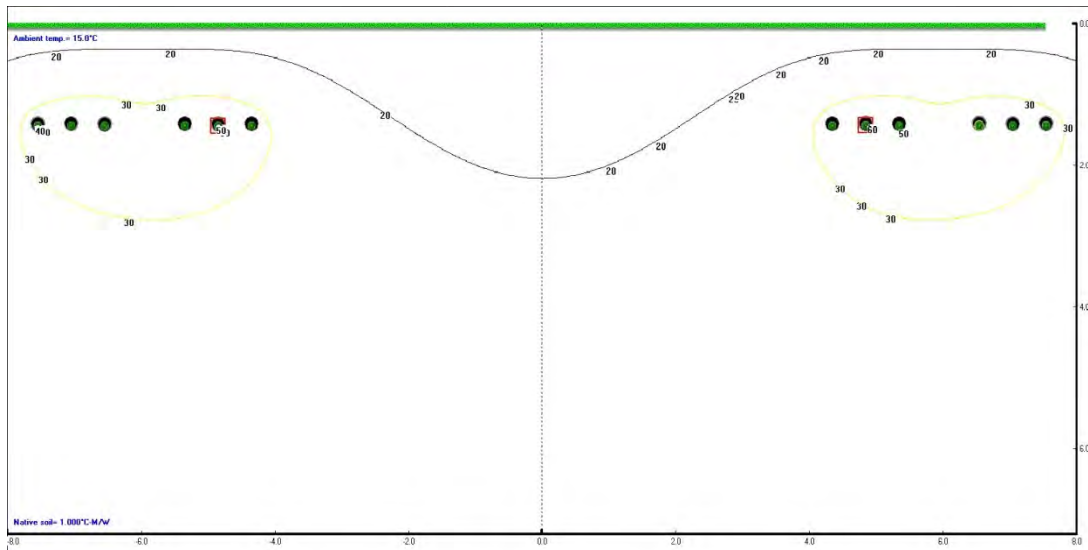


**Abbildung 7.96** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

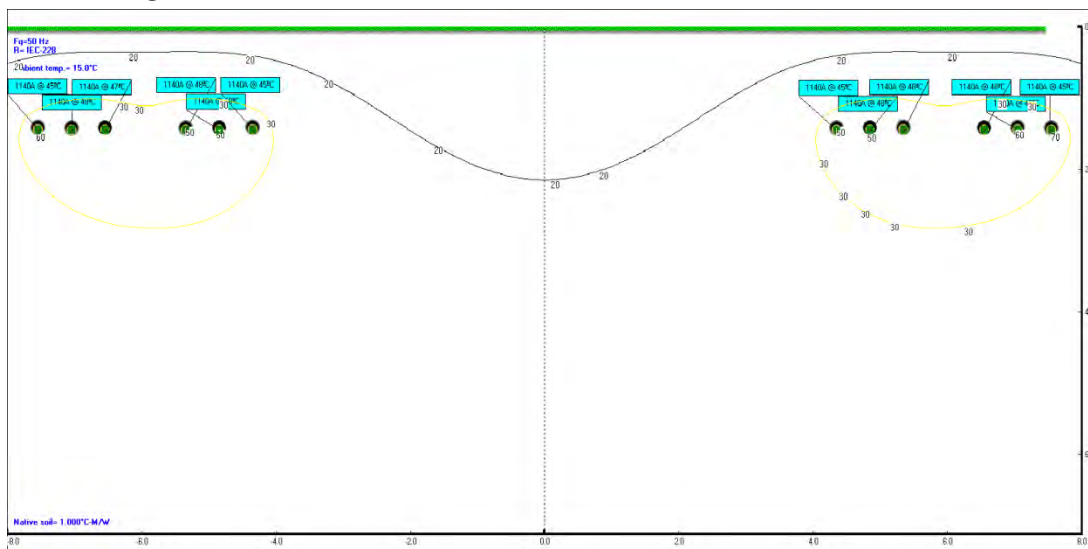




**Abbildung 7.97** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$

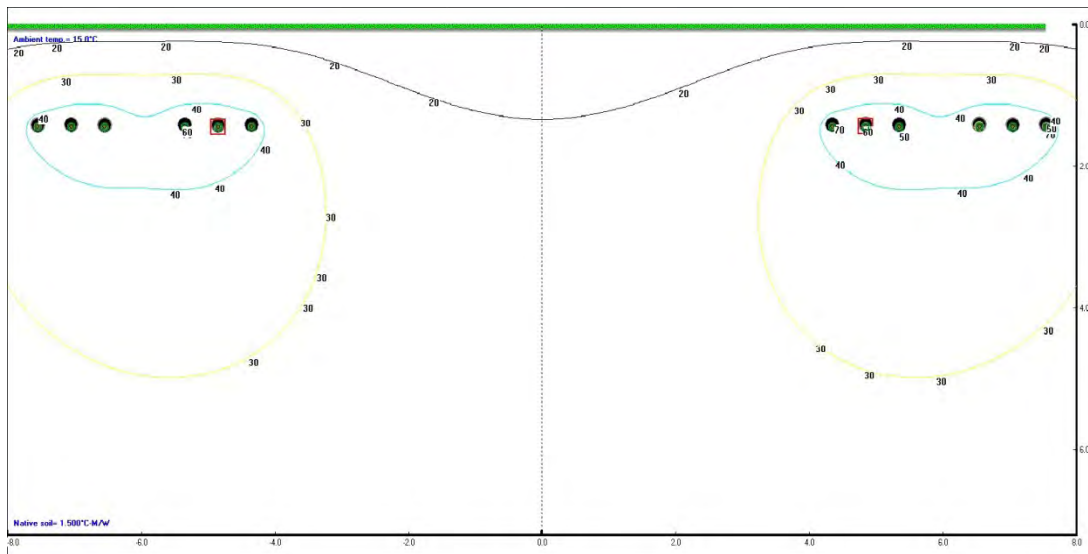


**Abbildung 7.98** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$

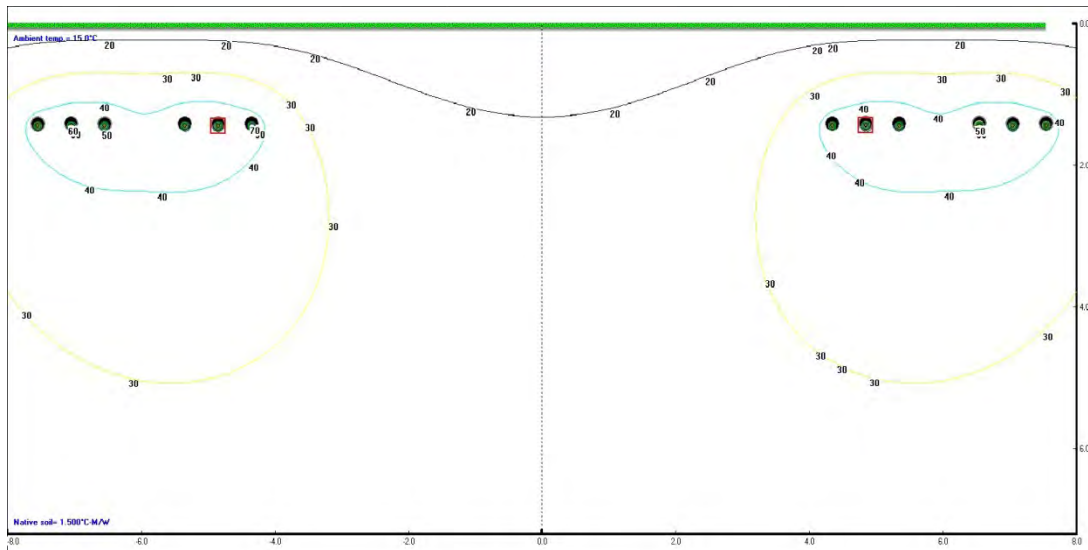


**Abbildung 7.99** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$

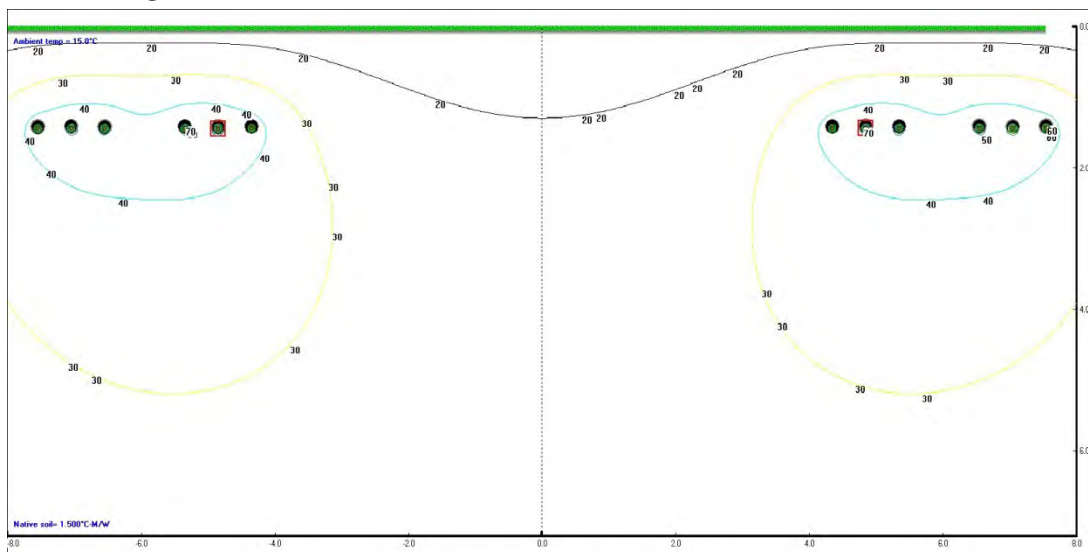




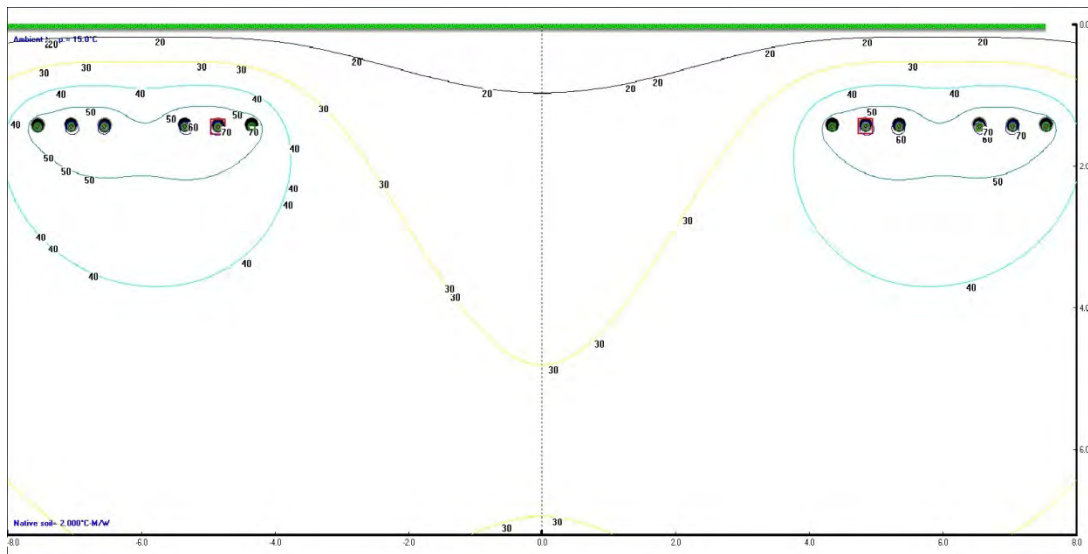
**Abbildung 7.100** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



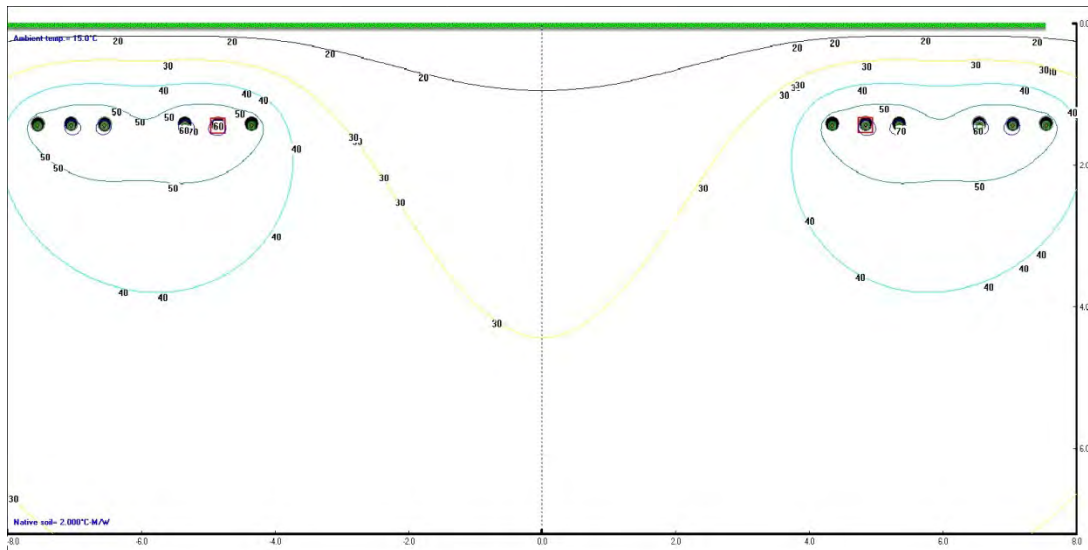
**Abbildung 7.101** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



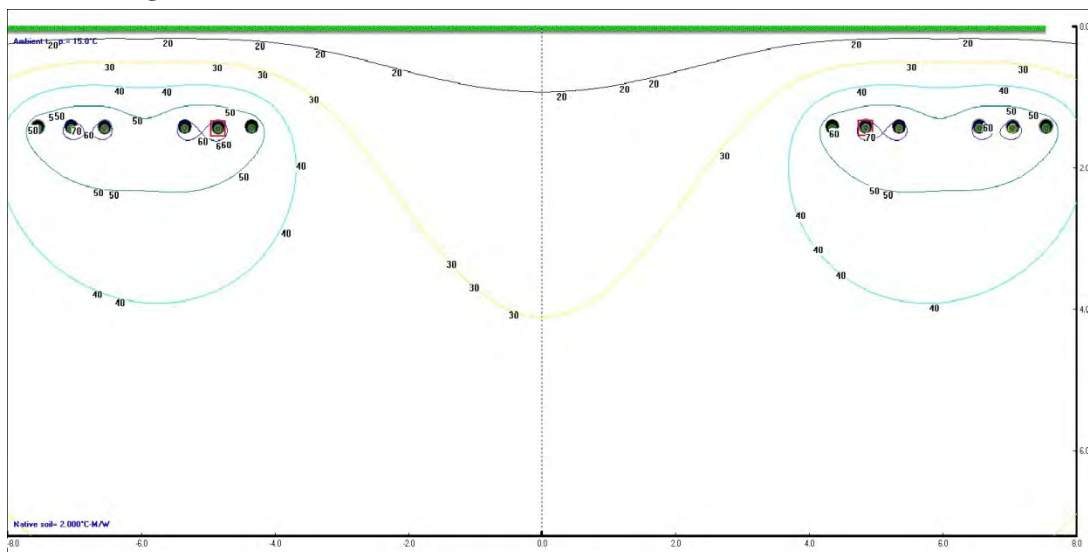
**Abbildung 7.102** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



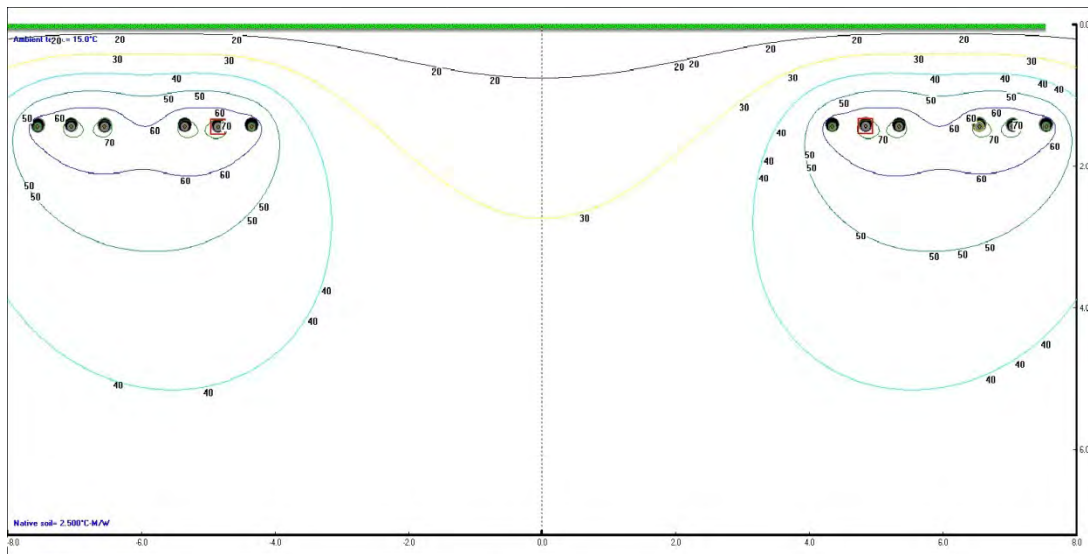
**Abbildung 7.103** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



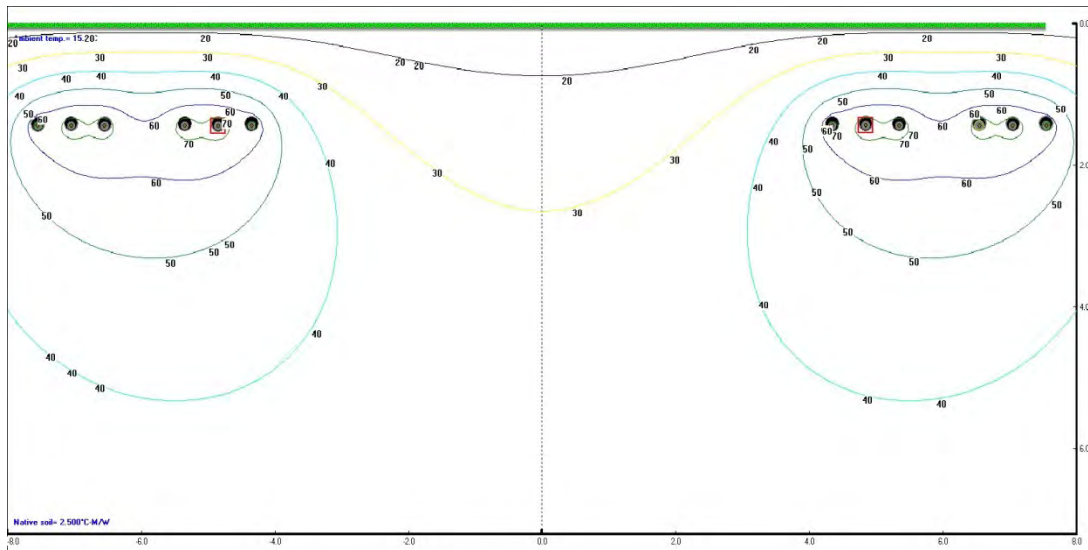
**Abbildung 7.104** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



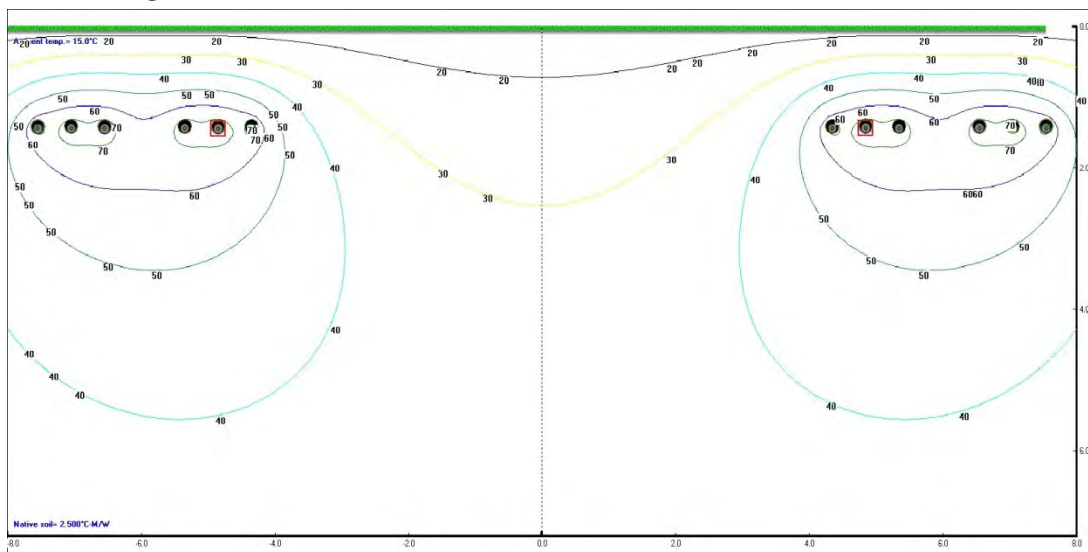
**Abbildung 7.105** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.106** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



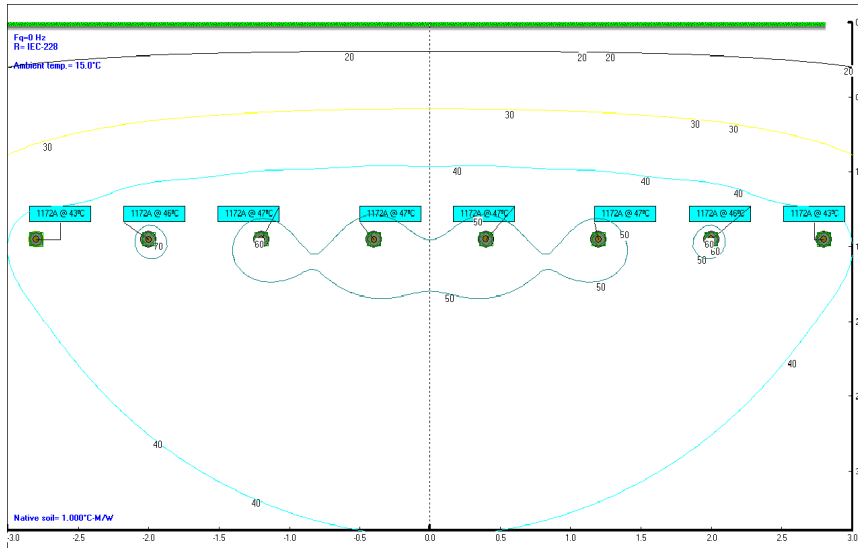
**Abbildung 7.107** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



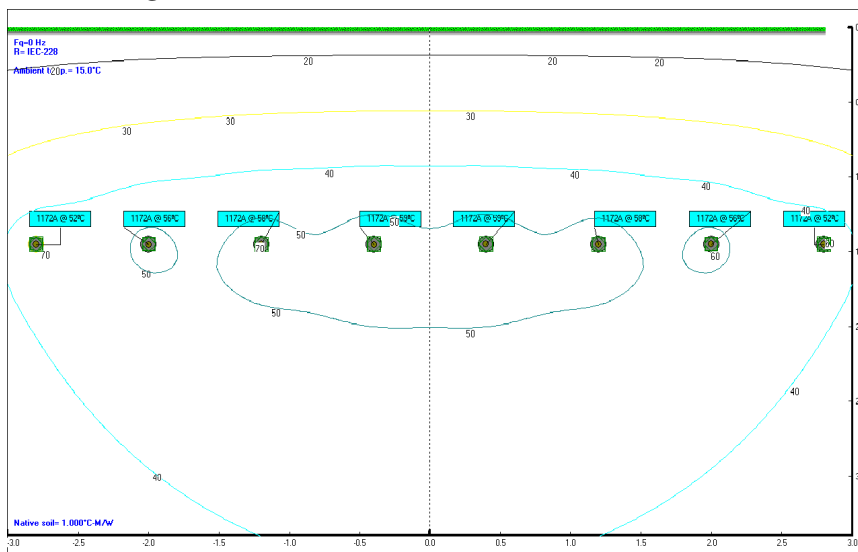
**Abbildung 7.108** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

## 7.2 HGÜ: Maximale Temperaturen

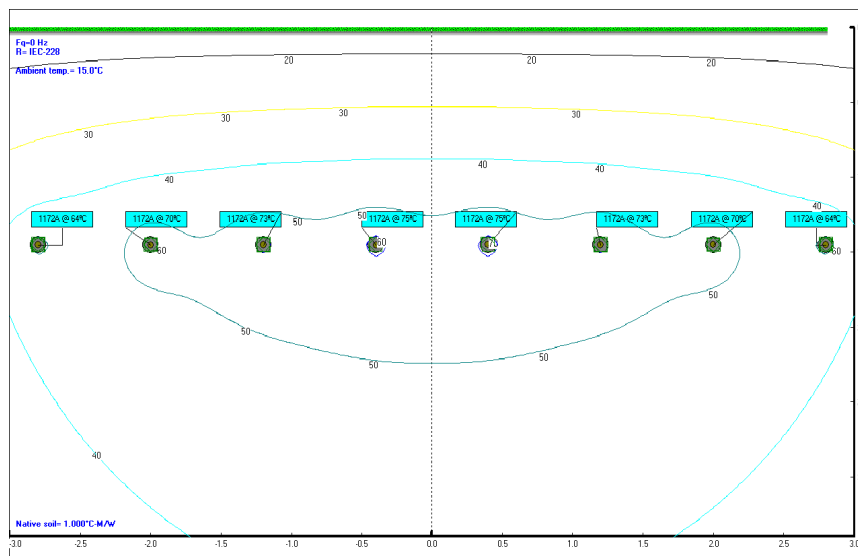
### 7.2.1 Variante 1



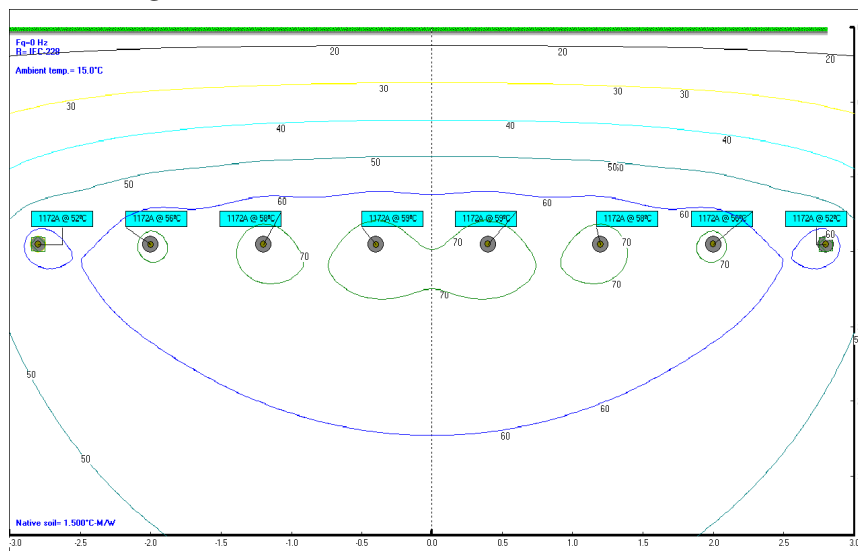
**Abbildung 7.109** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



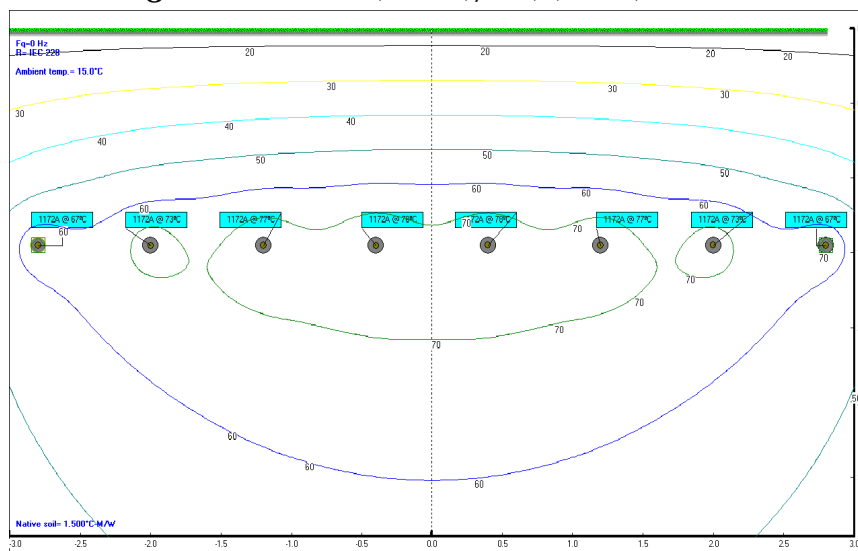
**Abbildung 7.110** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



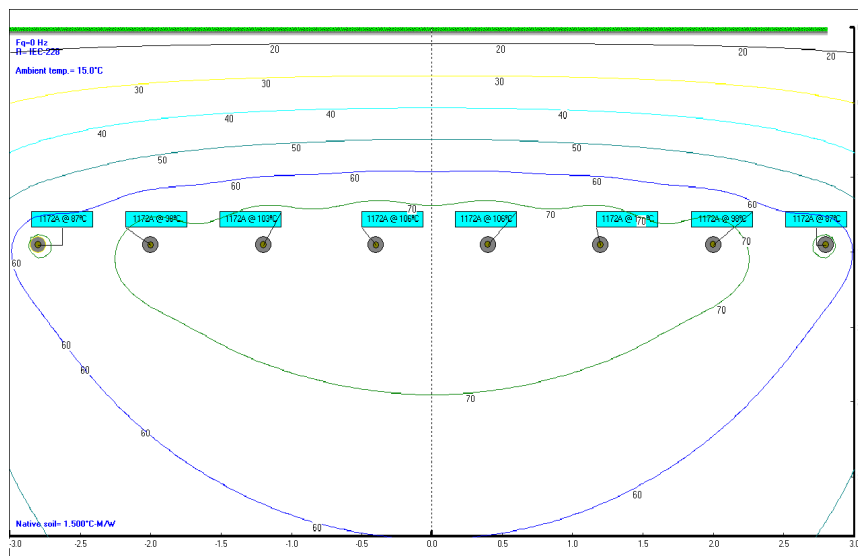
**Abbildung 7.111** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



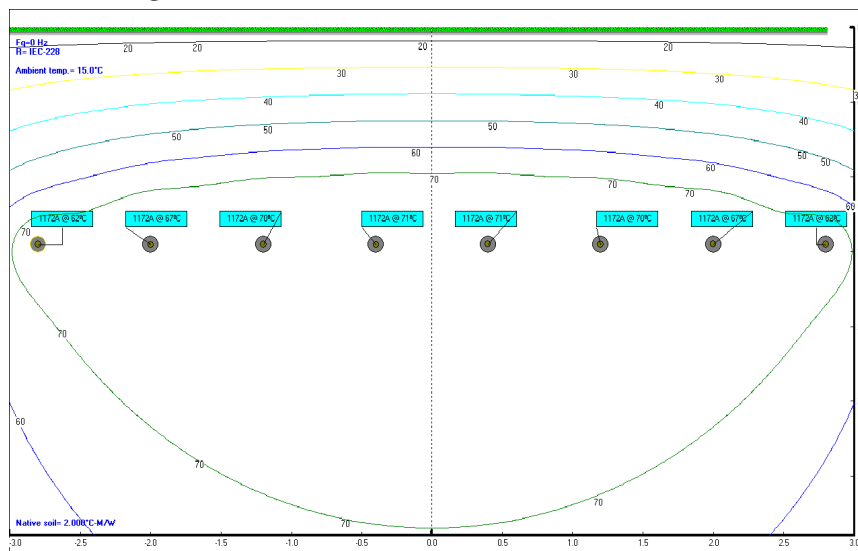
**Abbildung 7.112** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



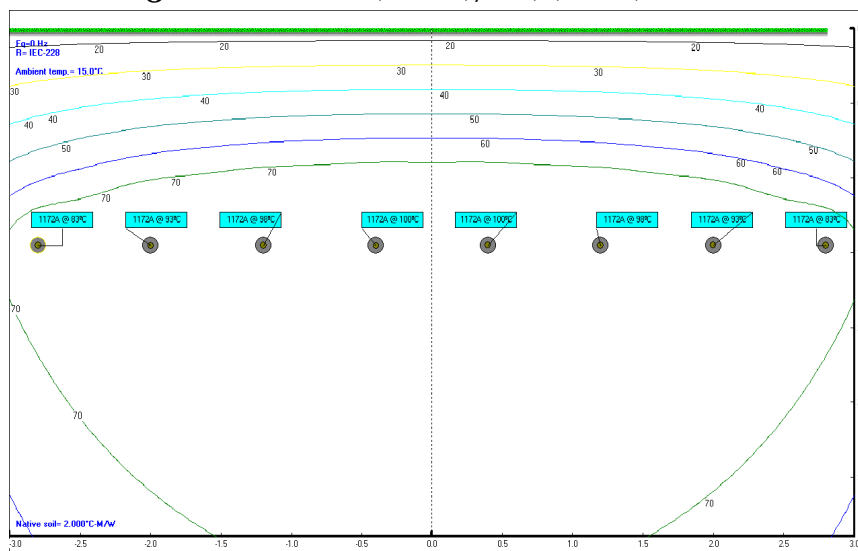
**Abbildung 7.113** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.114** Variante 1, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$

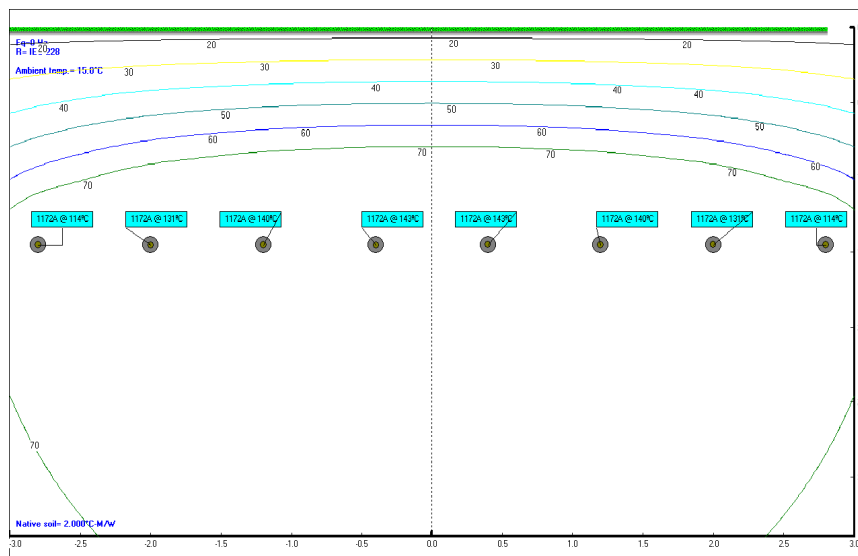


**Abbildung 7.115** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

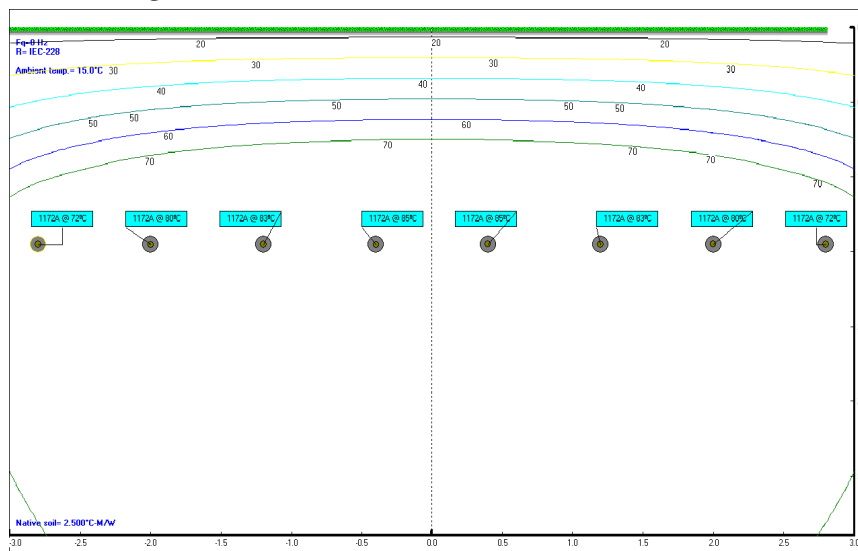


**Abbildung 7.116** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$

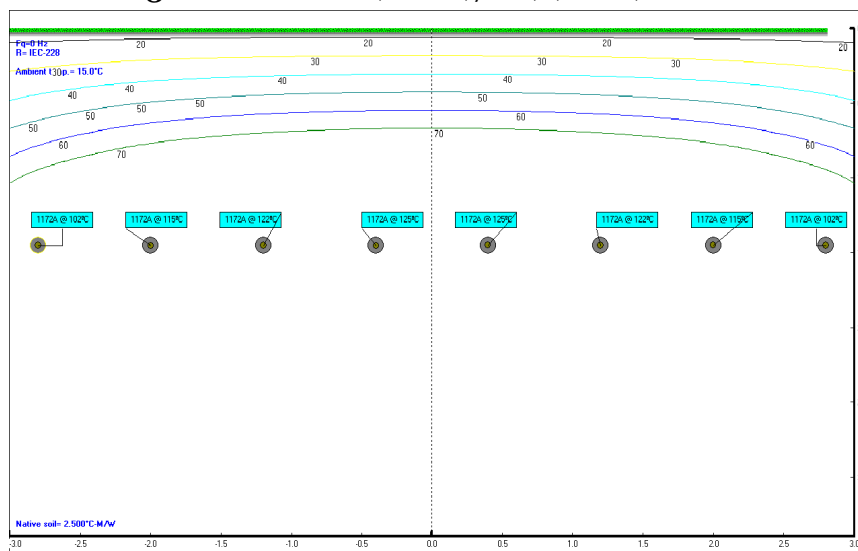




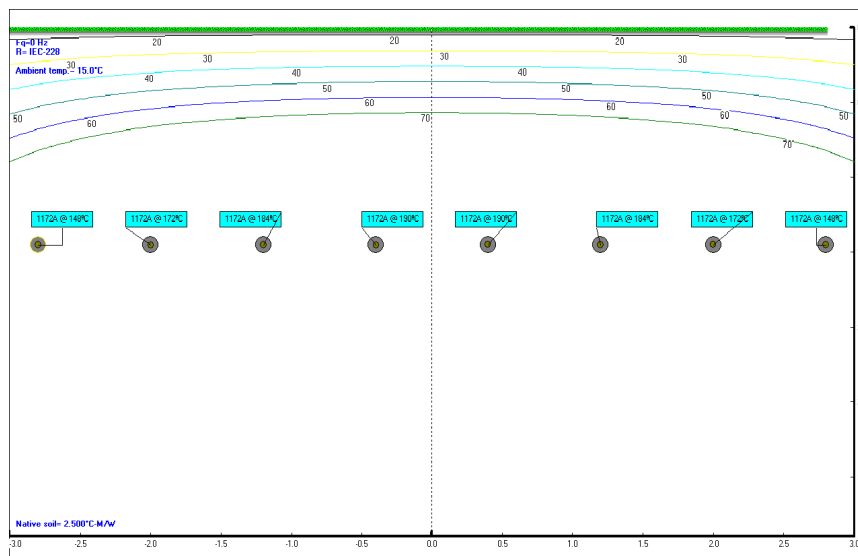
**Abbildung 7.117** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



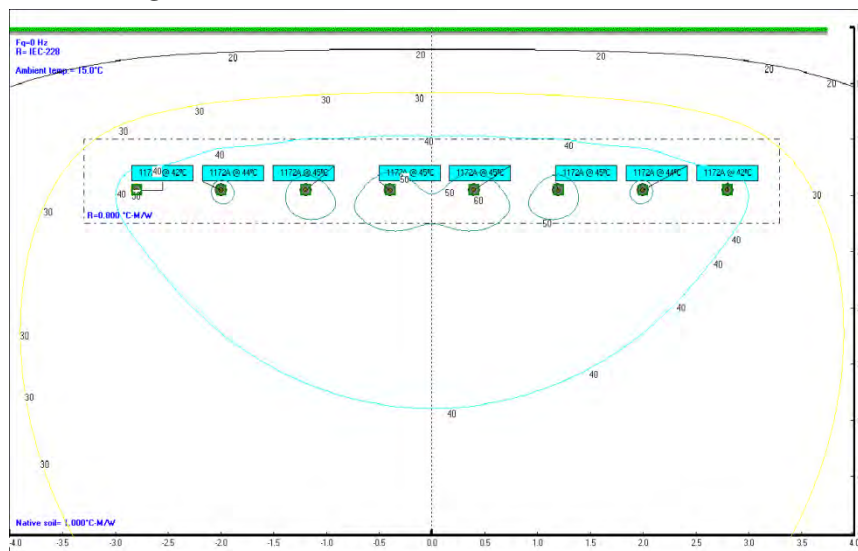
**Abbildung 7.118** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



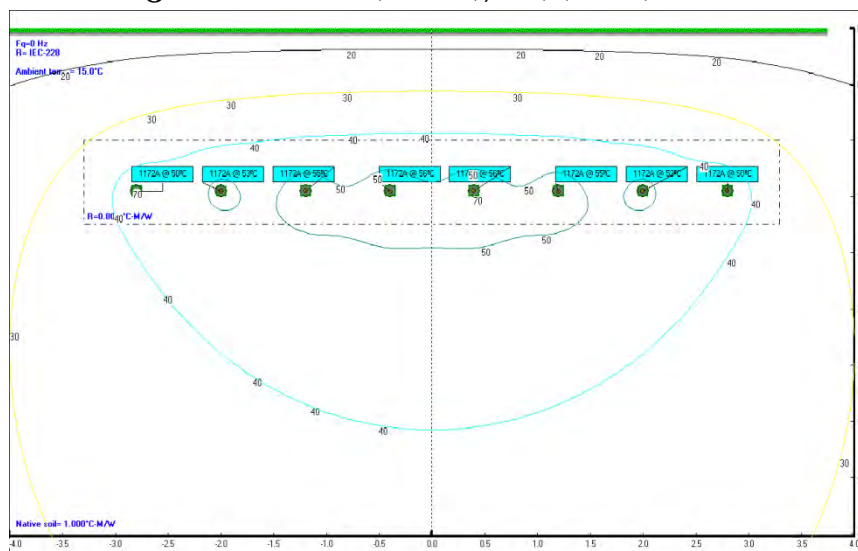
**Abbildung 7.119** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



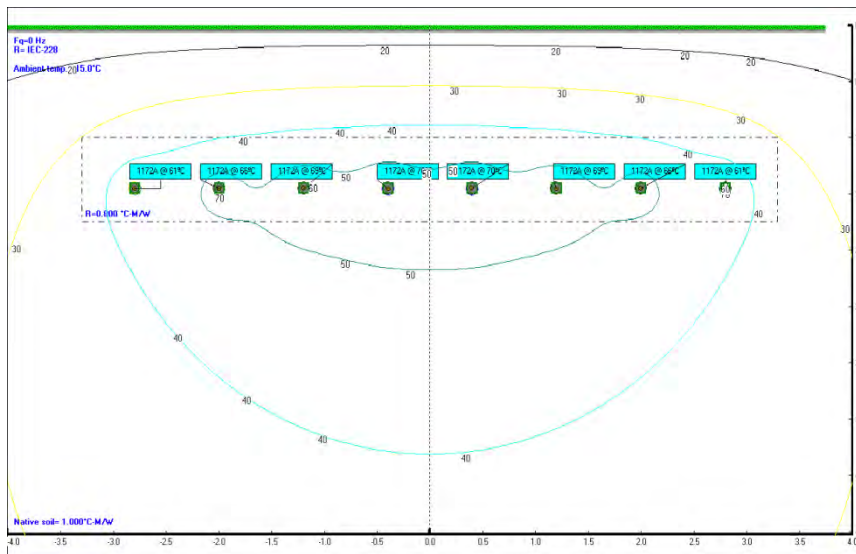
**Abbildung 7.120** Variante 1, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



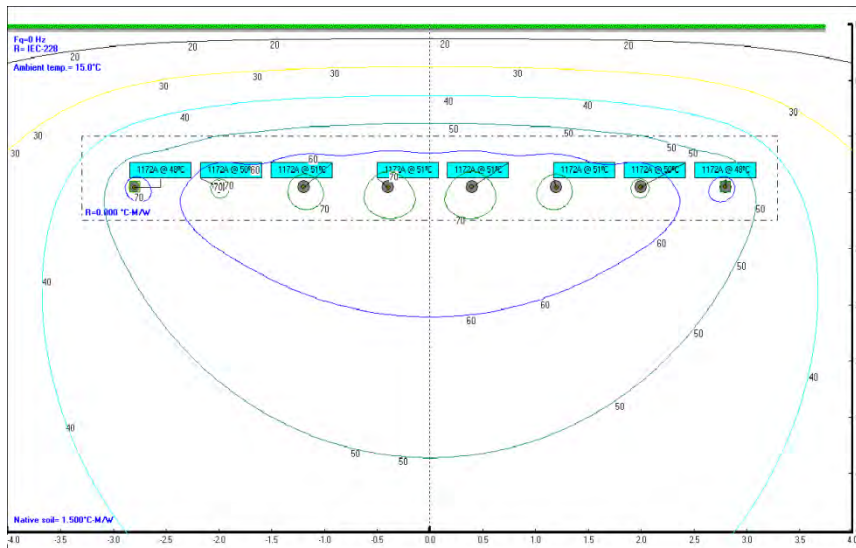
**Abbildung 7.121** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



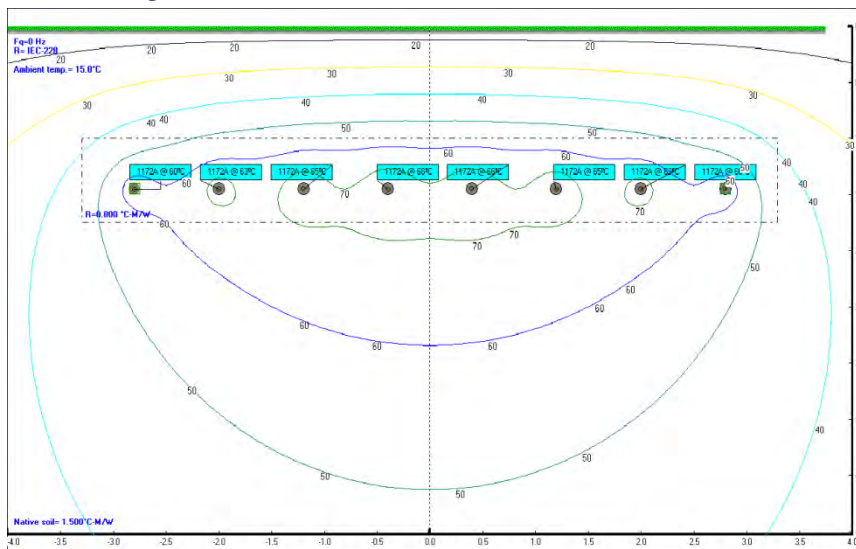
**Abbildung 7.122** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.123** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.124** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.125** Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$

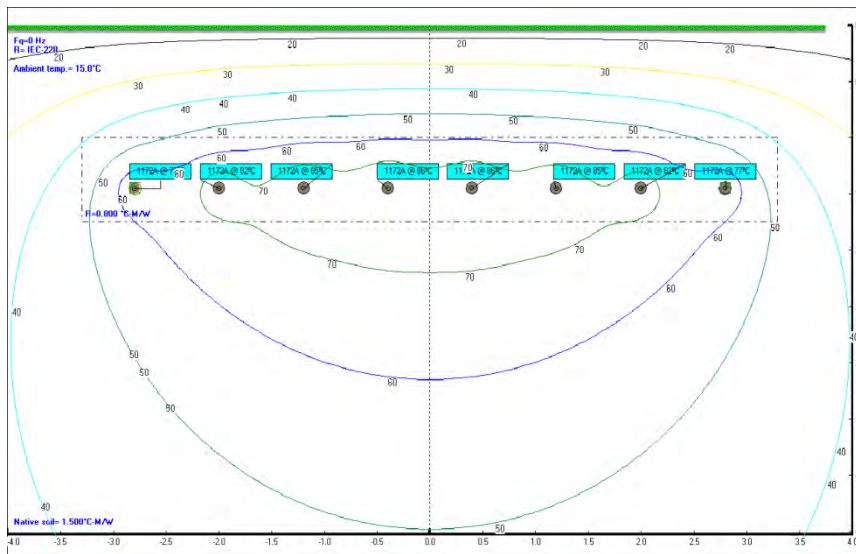
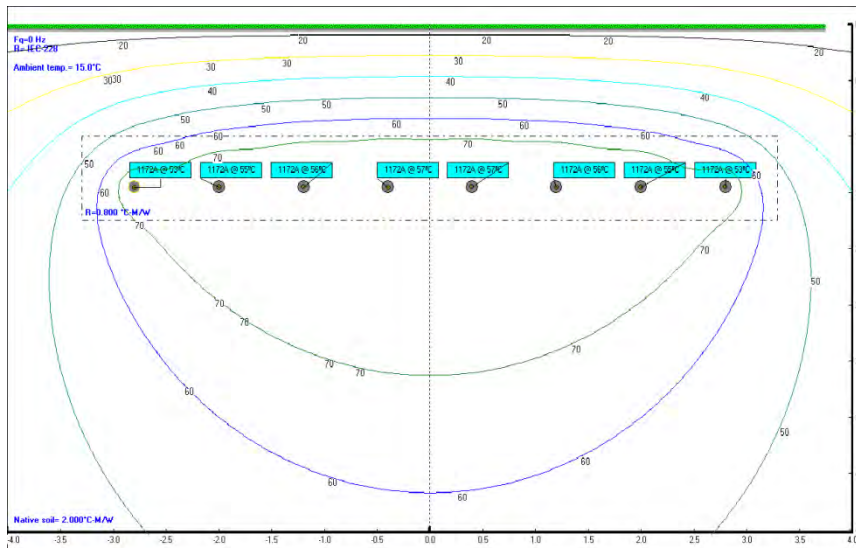
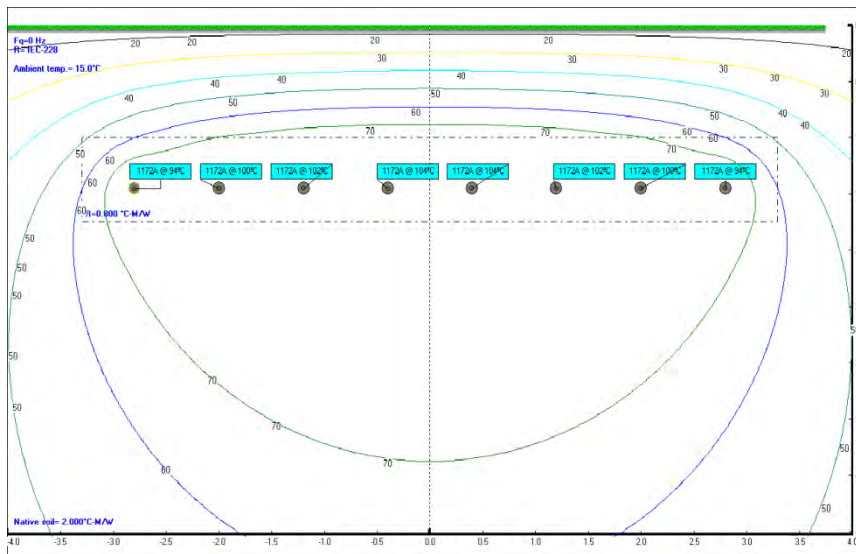


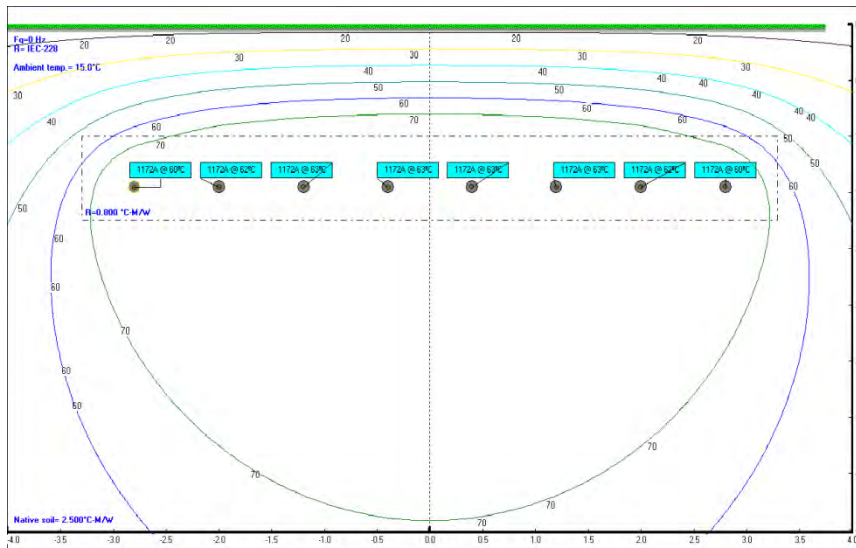
Abbildung 7.126 Variante 1, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



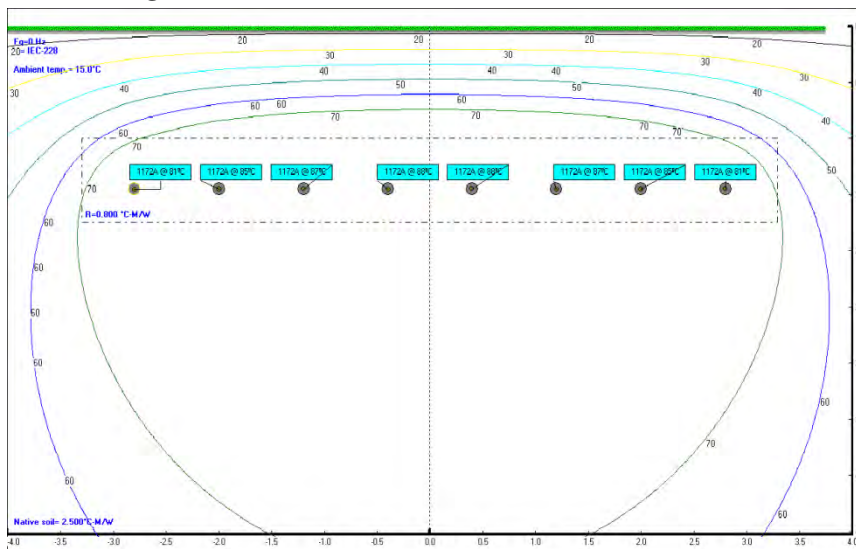




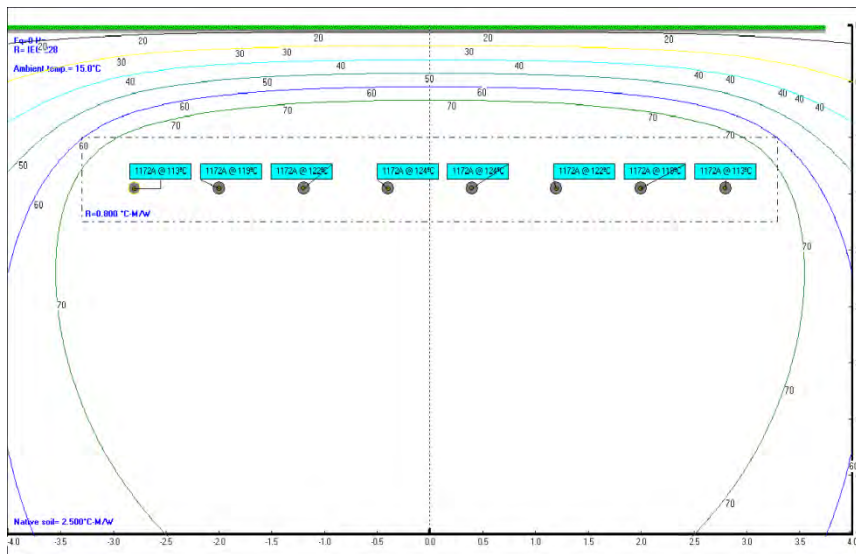
**Abbildung 7.129** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



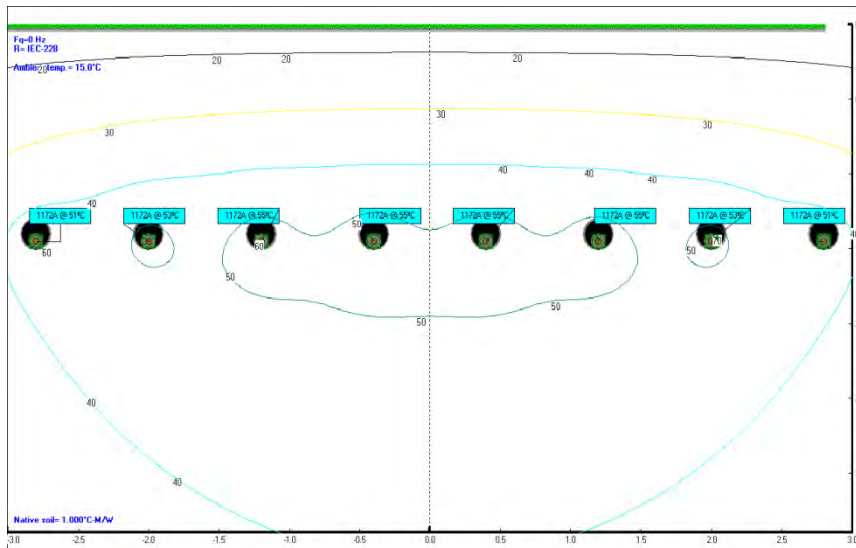
**Abbildung 7.130** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



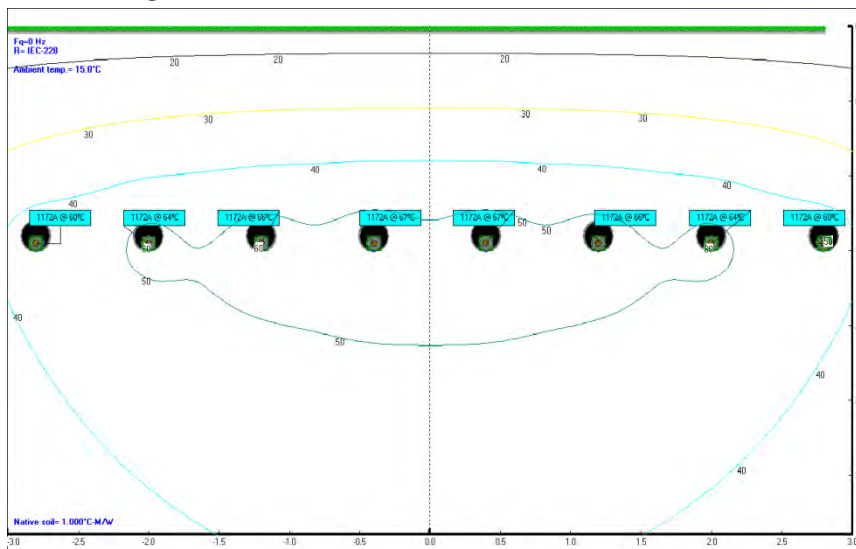
**Abbildung 7.131** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.132** Variante 1, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

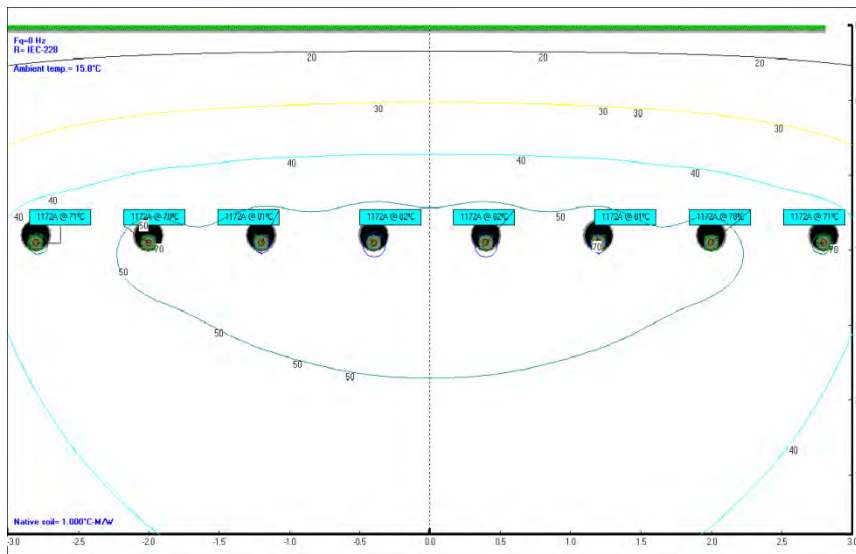


**Abbildung 7.133** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$

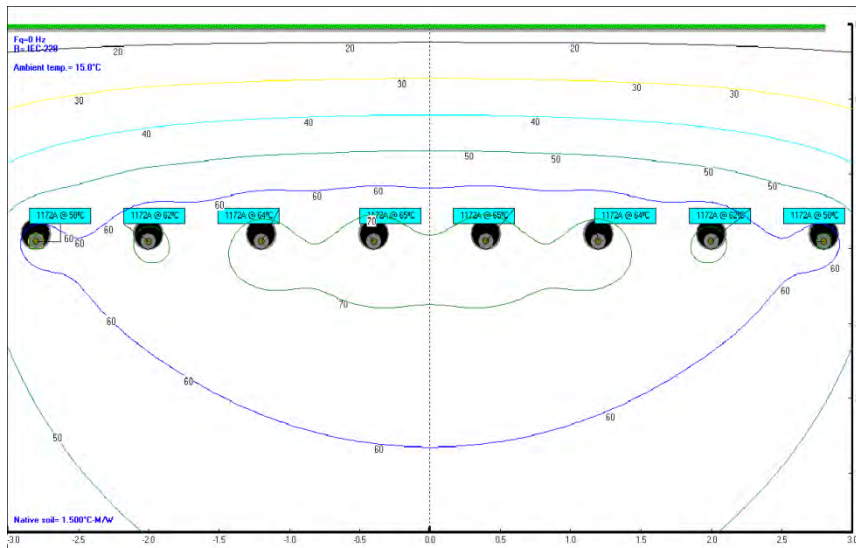


**Abbildung 7.134** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$

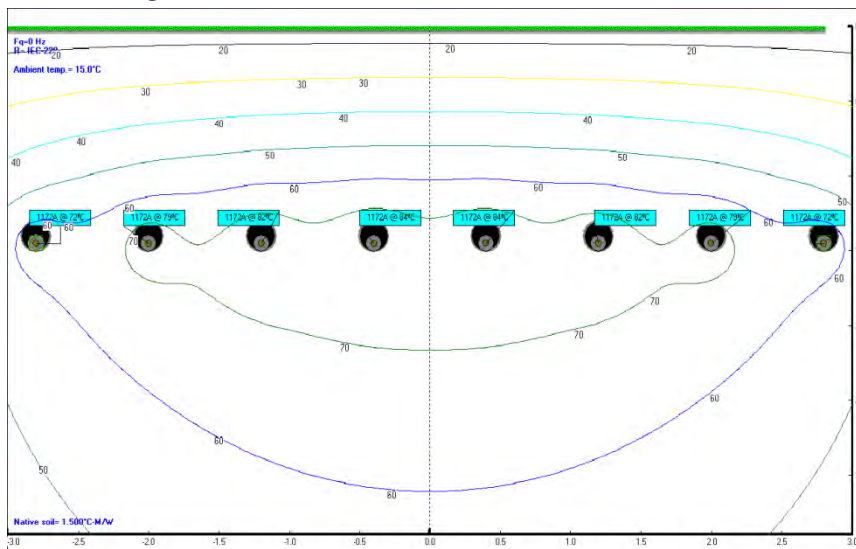




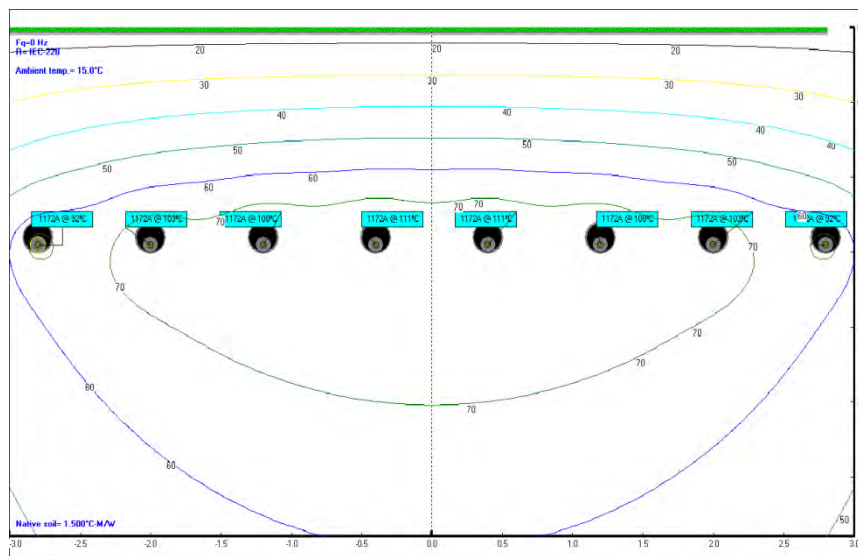
**Abbildung 7.135** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



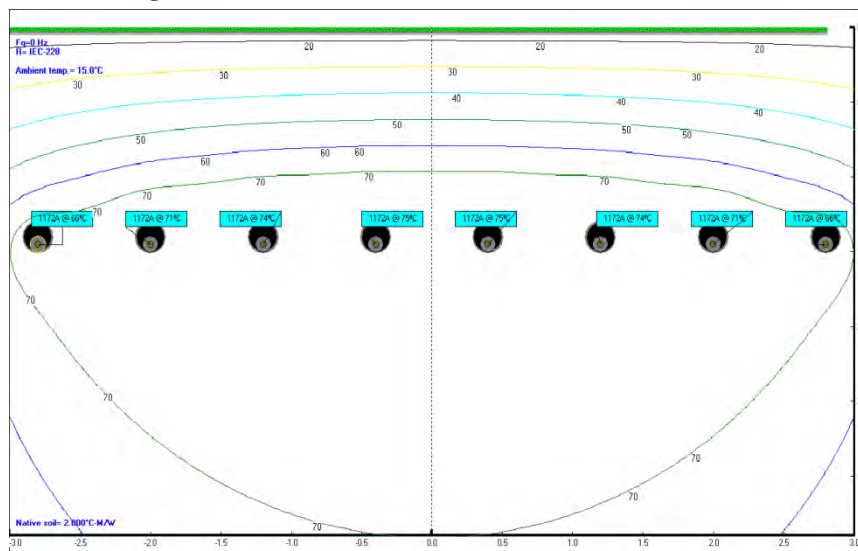
**Abbildung 7.136** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



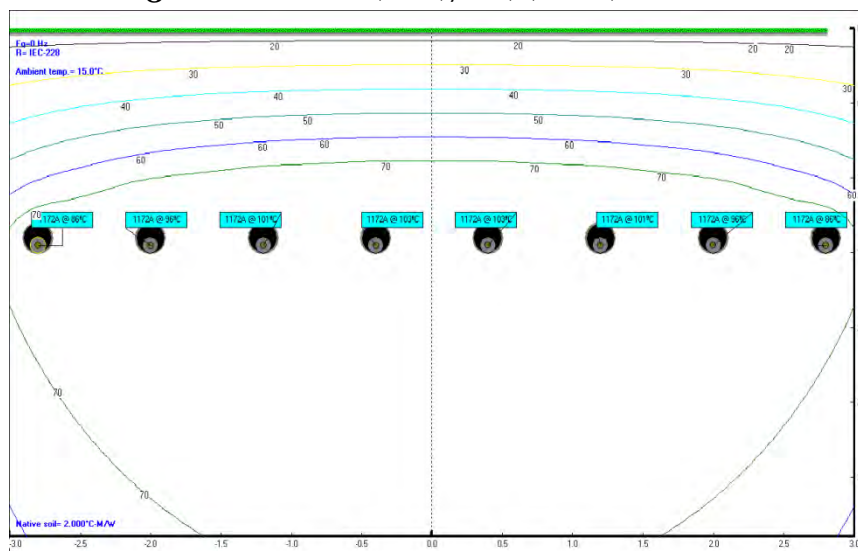
**Abbildung 7.137** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



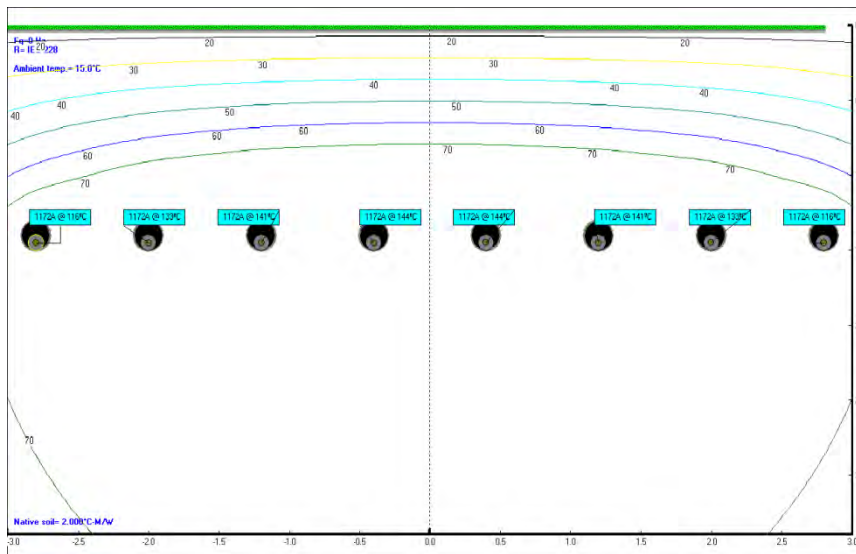
**Abbildung 7.138** Variante 1, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



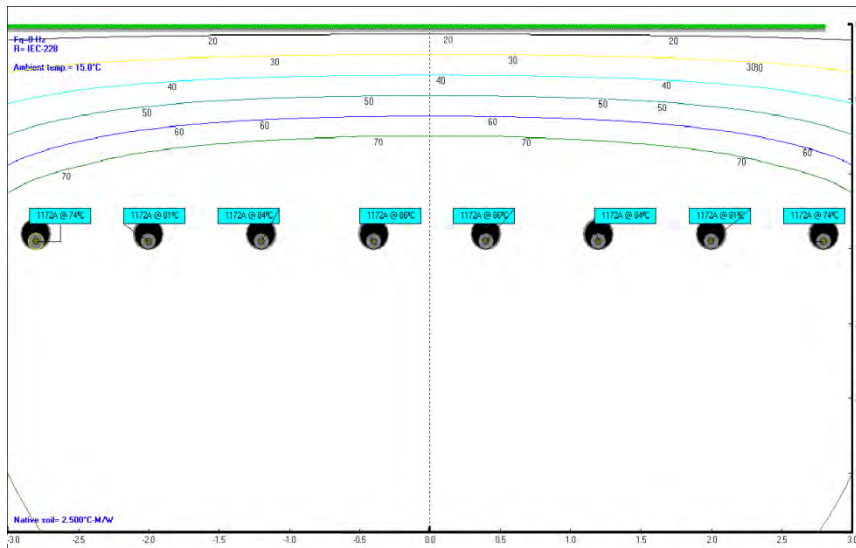
**Abbildung 7.139** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



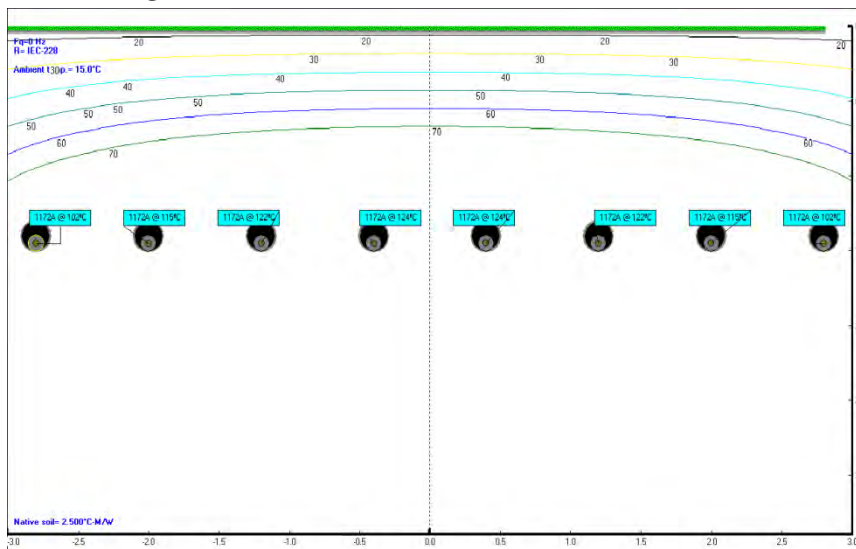
**Abbildung 7.140** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.141** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.142** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.143** Variante 1, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

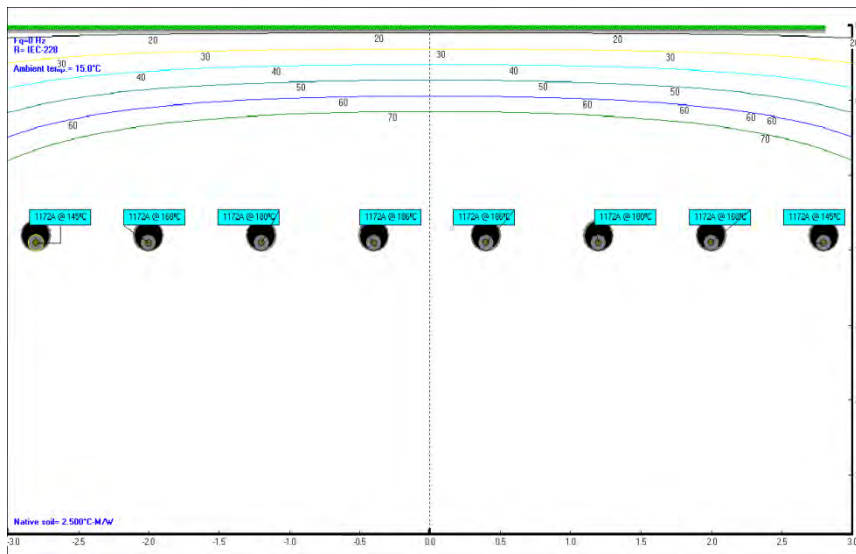


Abbildung 7.144 Variante 1, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

## 7.2.2 Variante 2

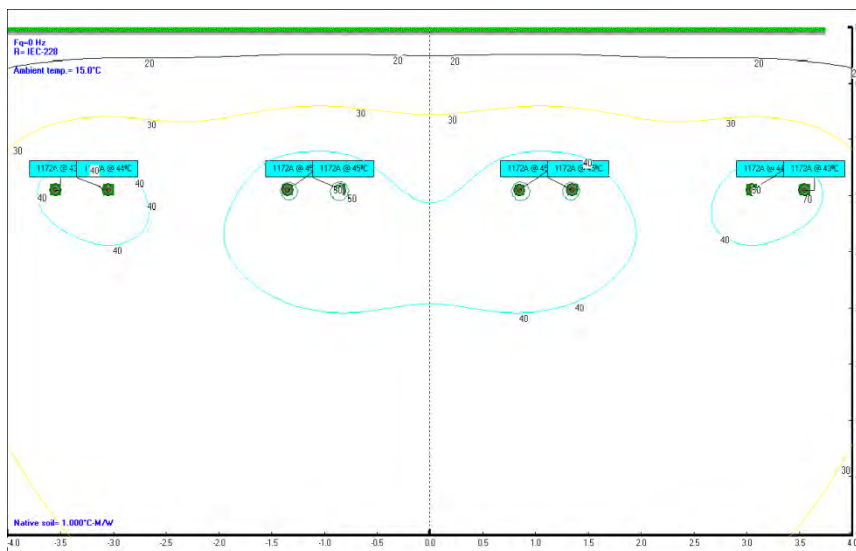
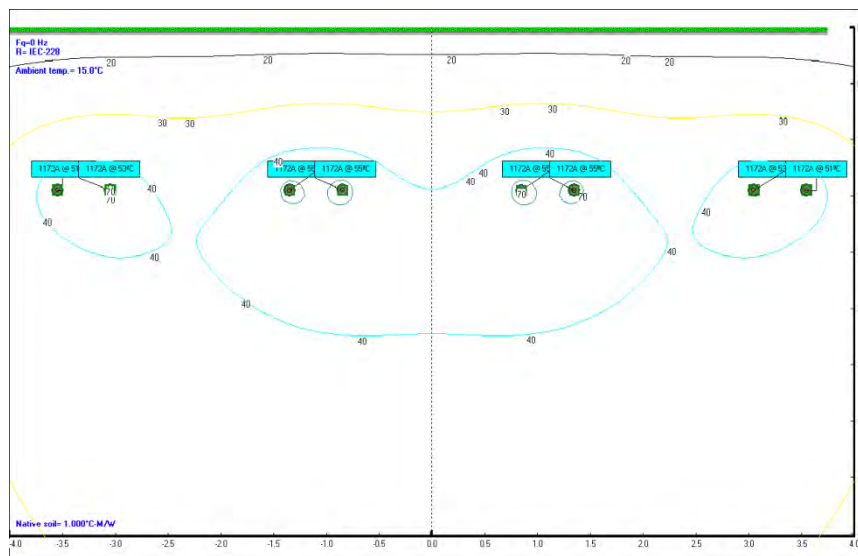
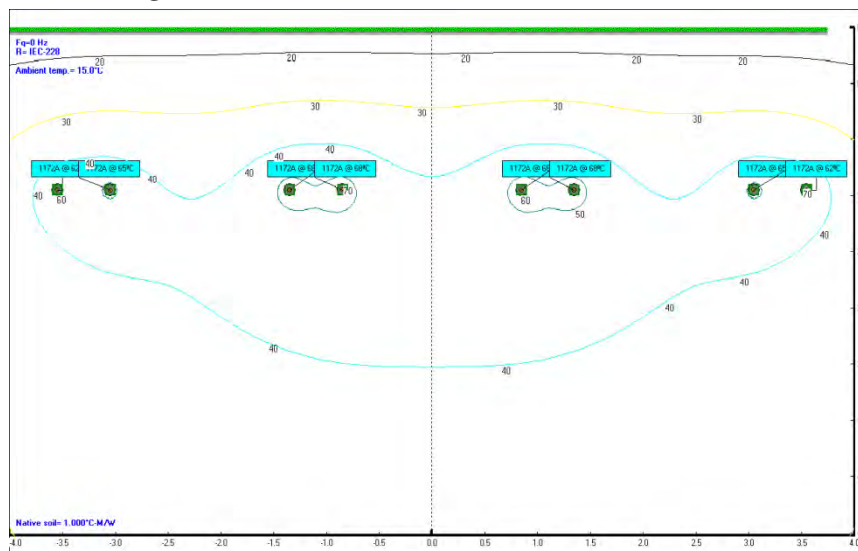


Abbildung 7.145 Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$

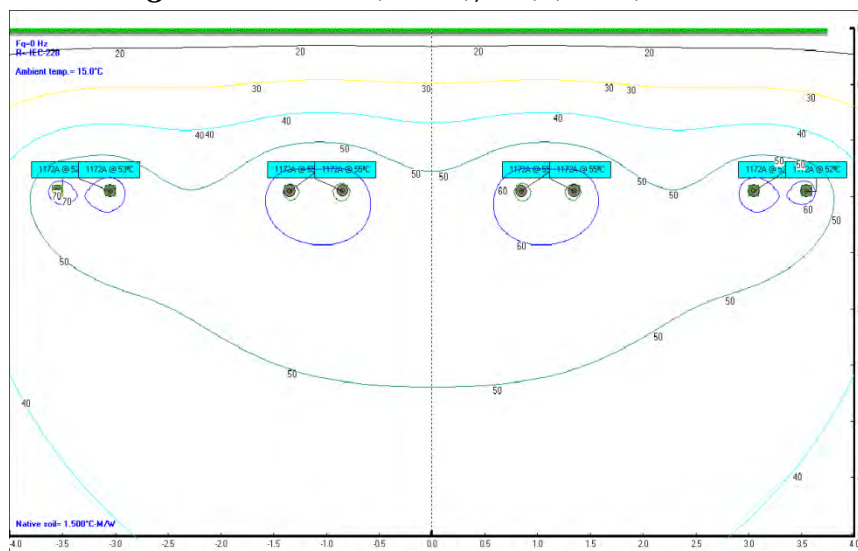




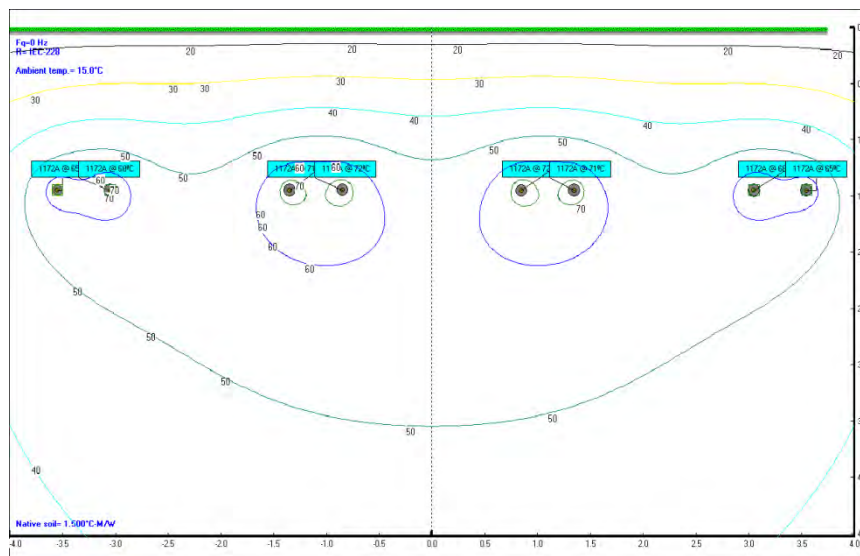
**Abbildung 7.146** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



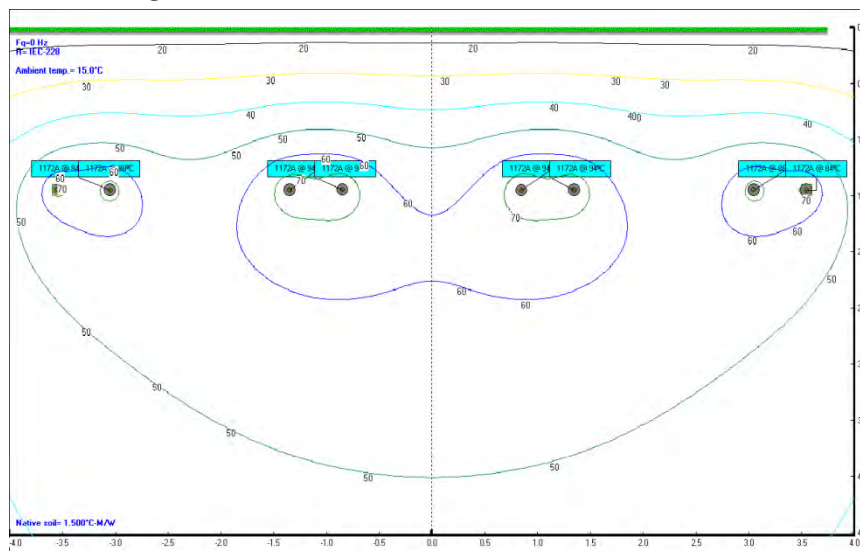
**Abbildung 7.147** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



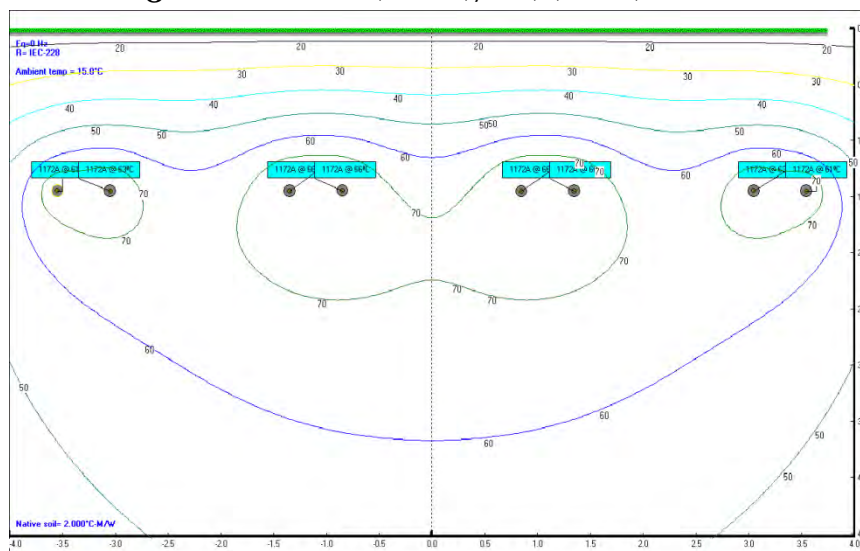
**Abbildung 7.148** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.149** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$

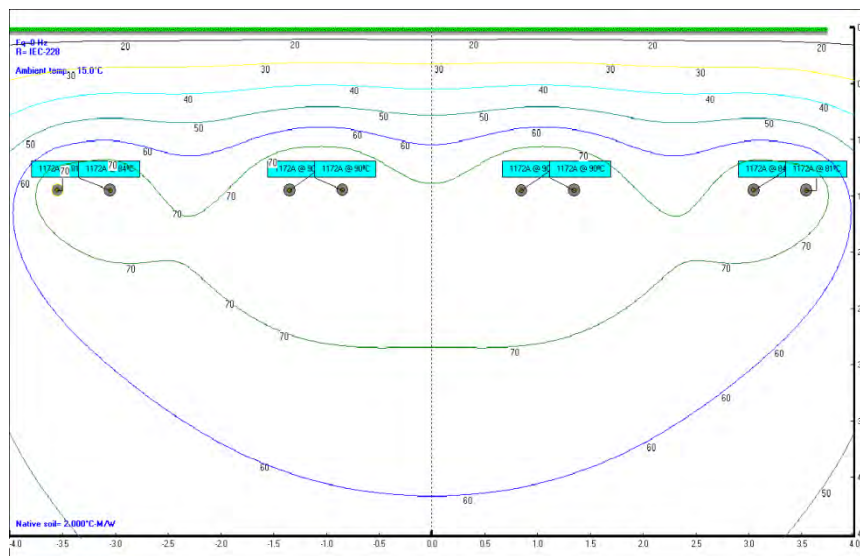


**Abbildung 7.150** Variante 2, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$

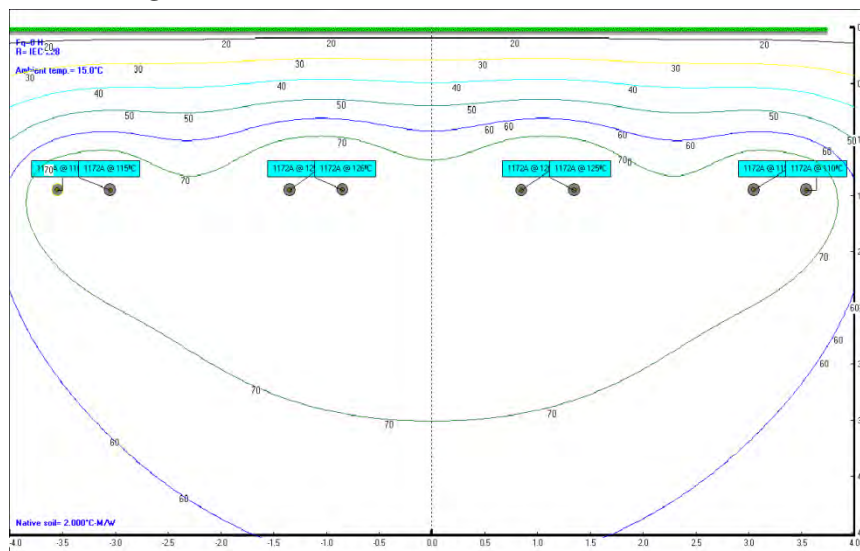


**Abbildung 7.151** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

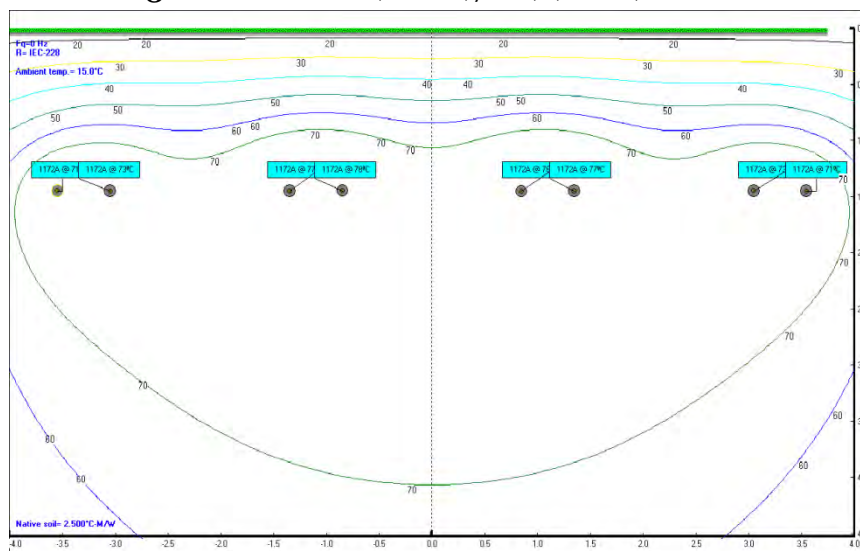




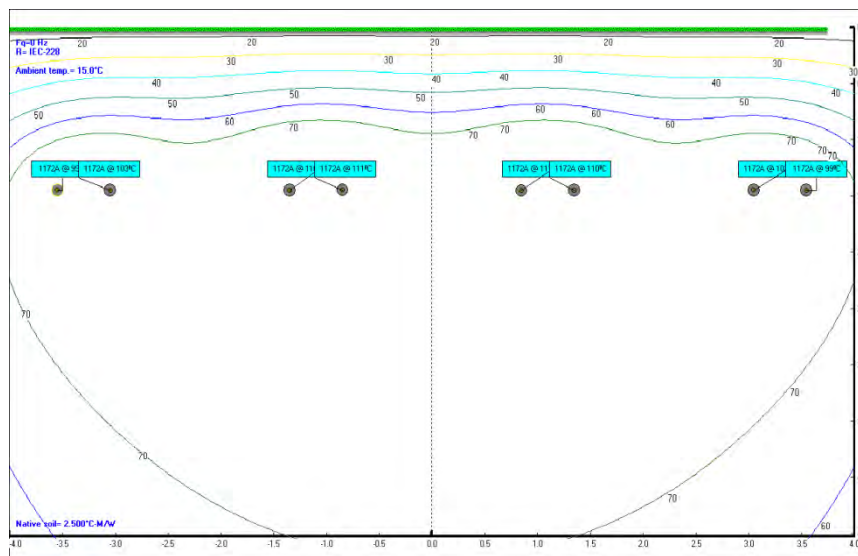
**Abbildung 7.152** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



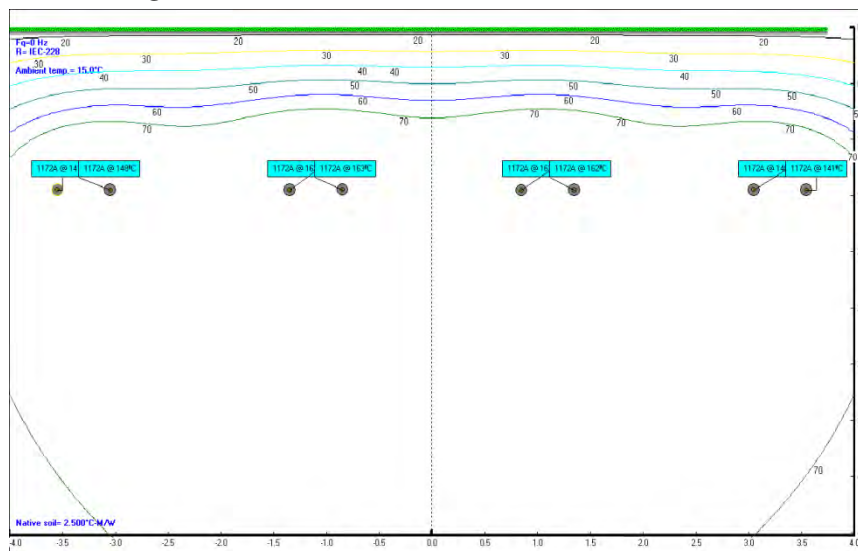
**Abbildung 7.153** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



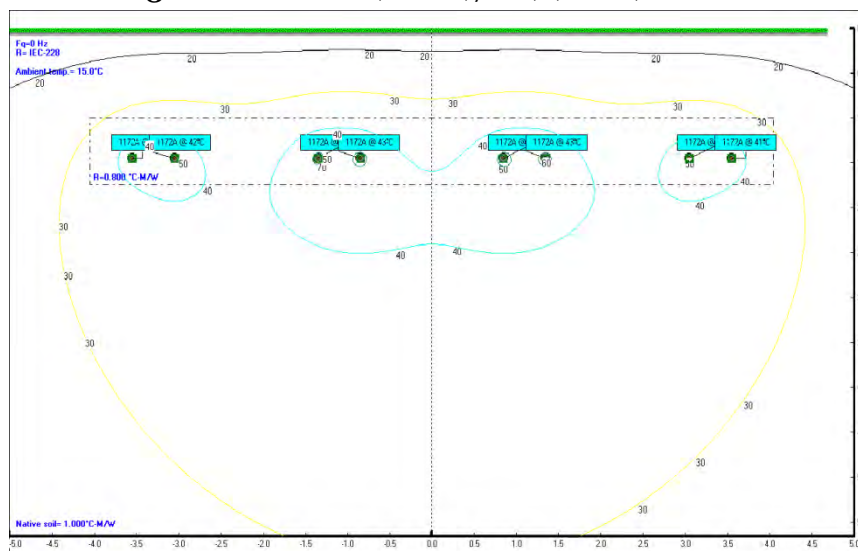
**Abbildung 7.154** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



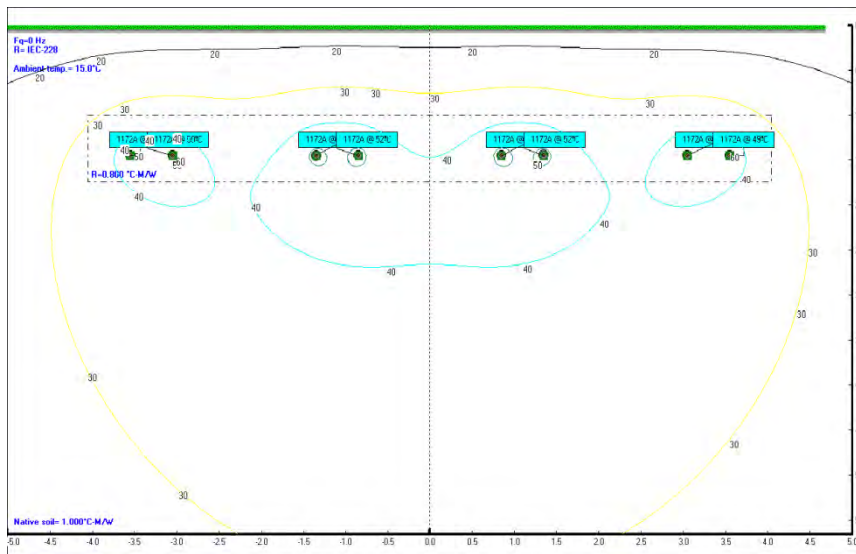
**Abbildung 7.155** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



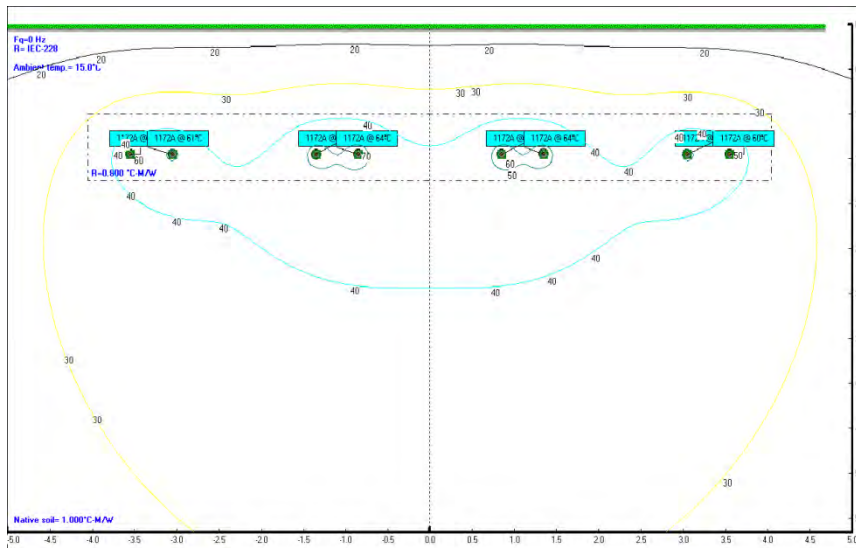
**Abbildung 7.156** Variante 2, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



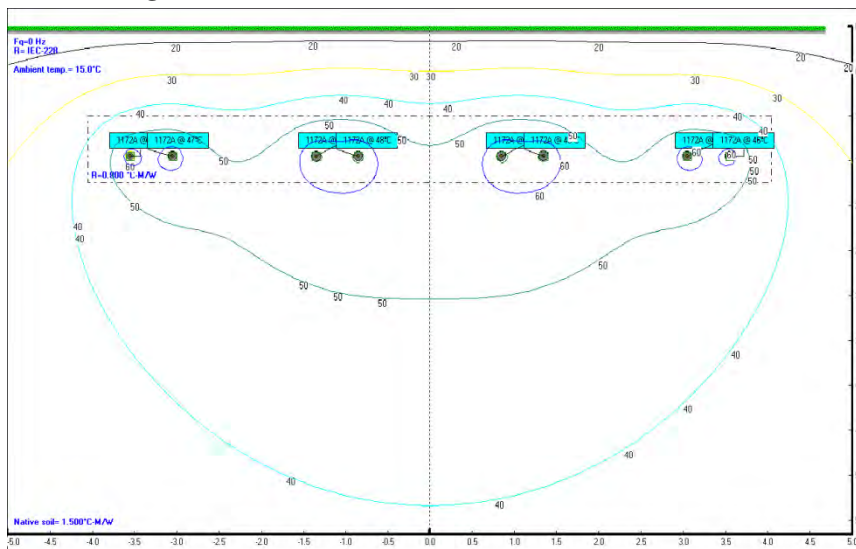
**Abbildung 7.157** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



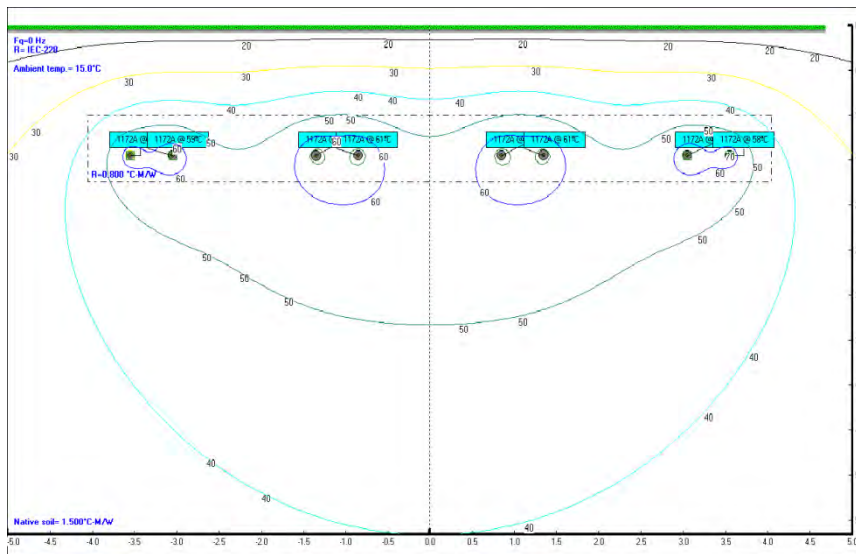
**Abbildung 7.158** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



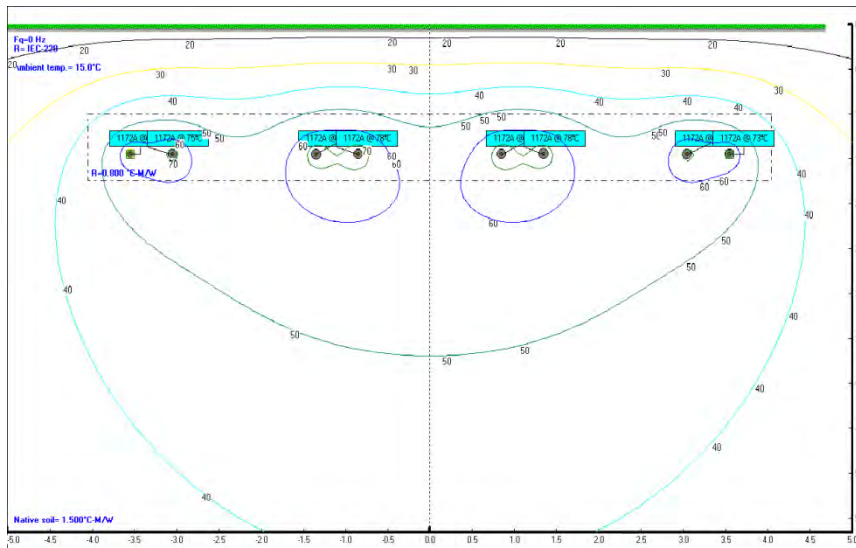
**Abbildung 7.159** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



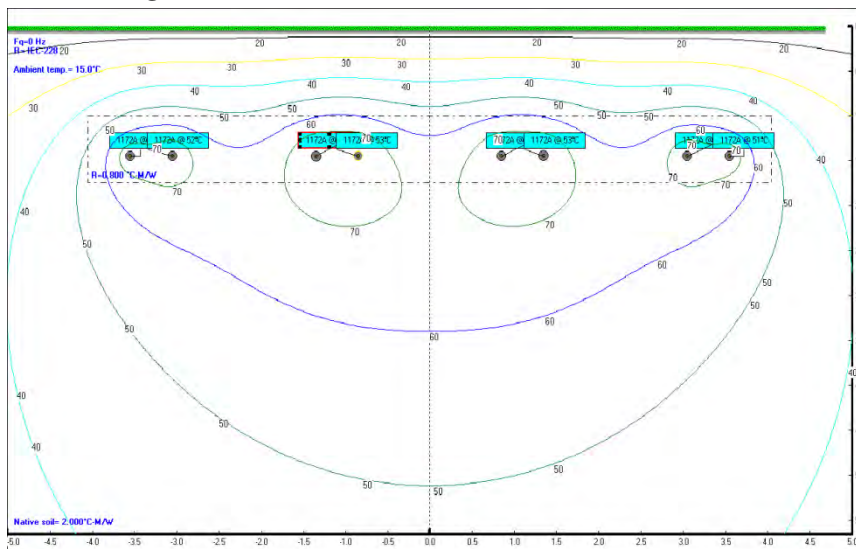
**Abbildung 7.160** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.161** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$

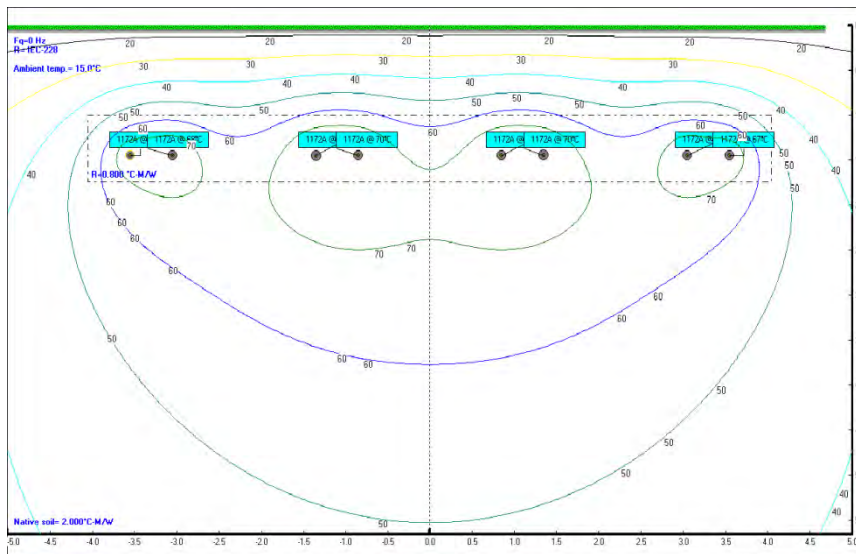


**Abbildung 7.162** Variante 2, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$

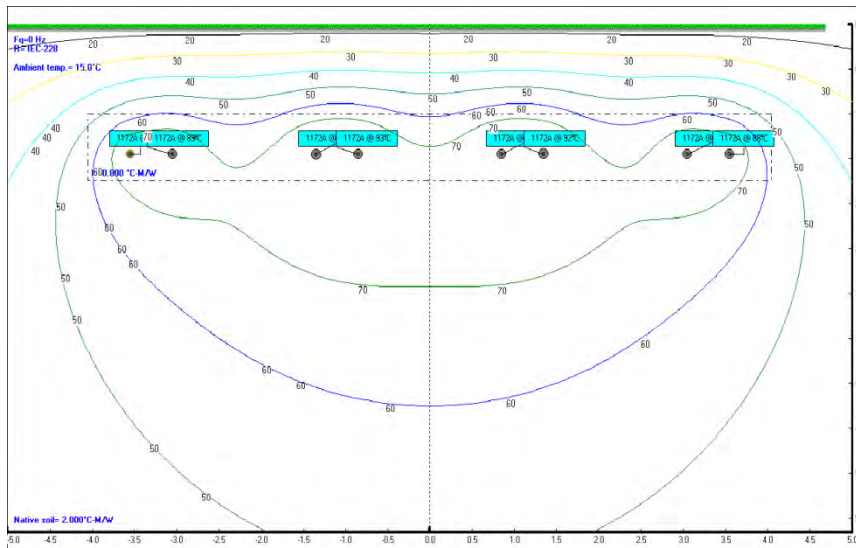


**Abbildung 7.163** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

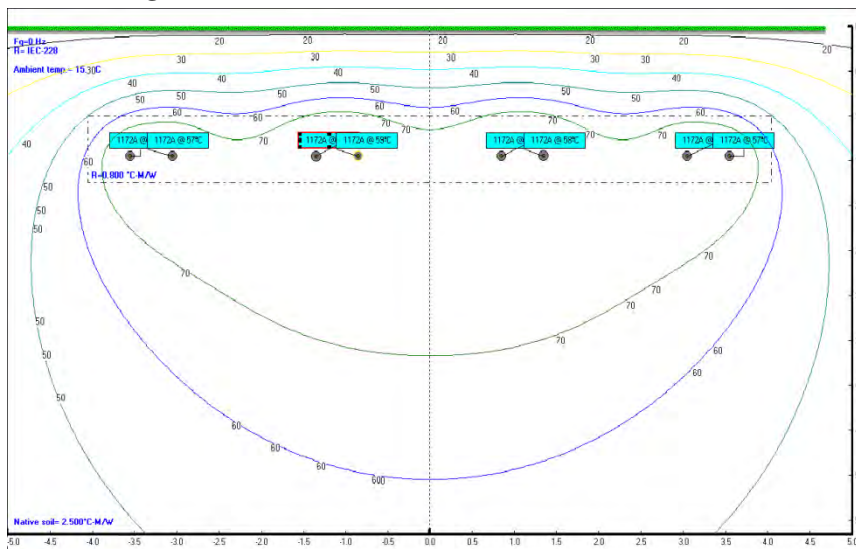




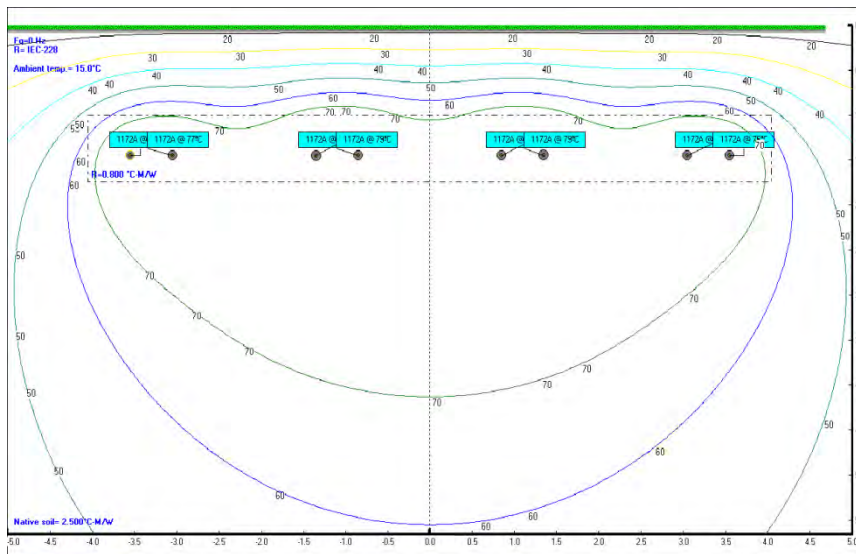
**Abbildung 7.164** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



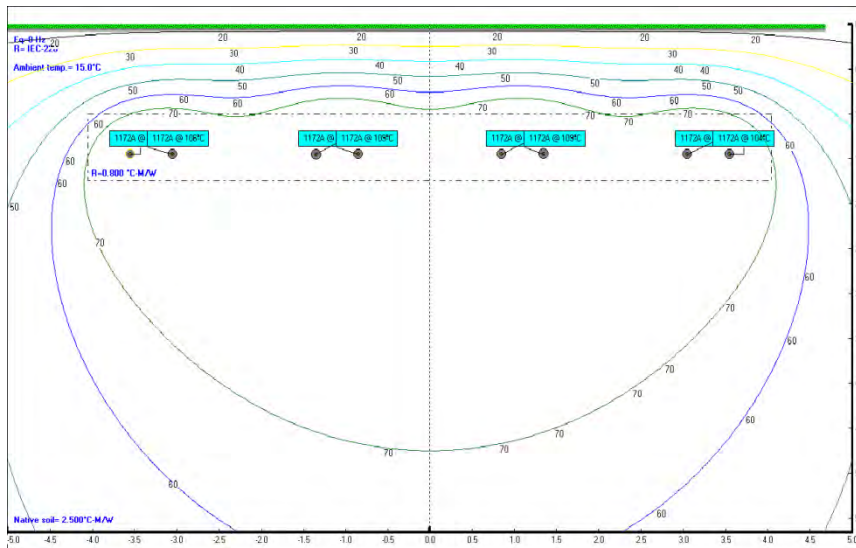
**Abbildung 7.165** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



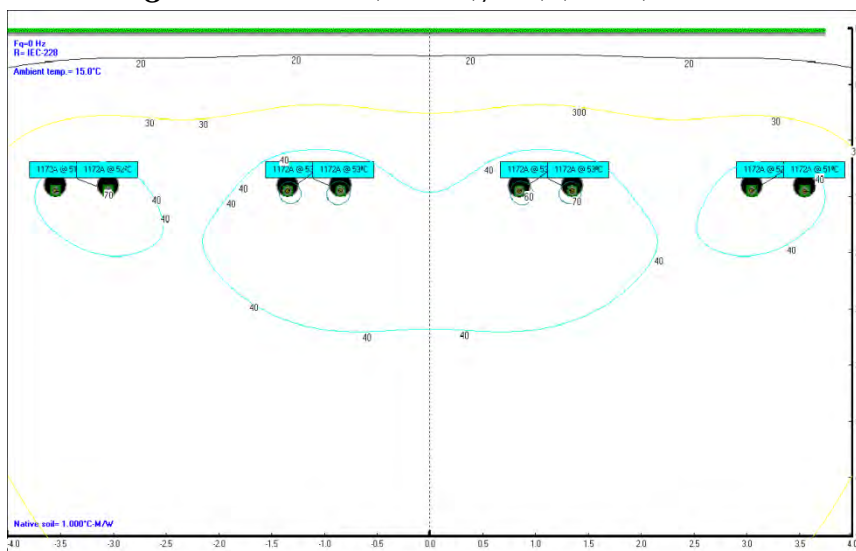
**Abbildung 7.166** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.167** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

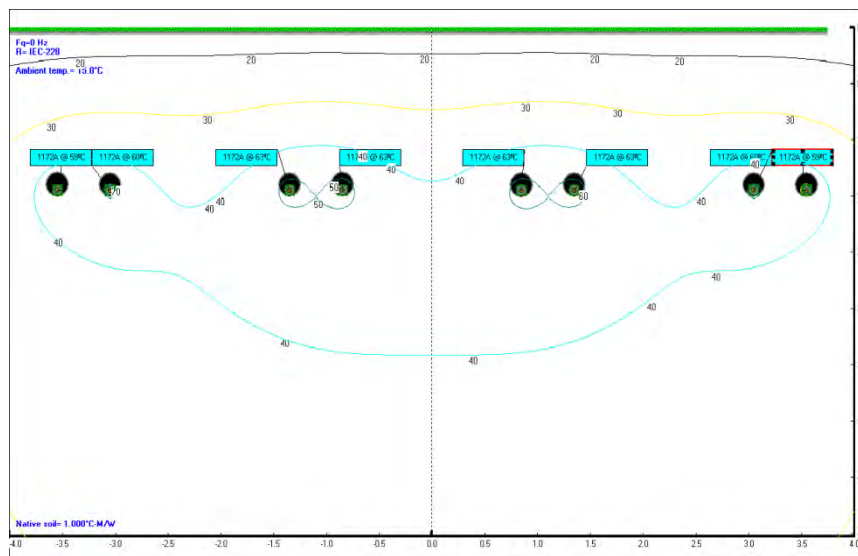


**Abbildung 7.168** Variante 2, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

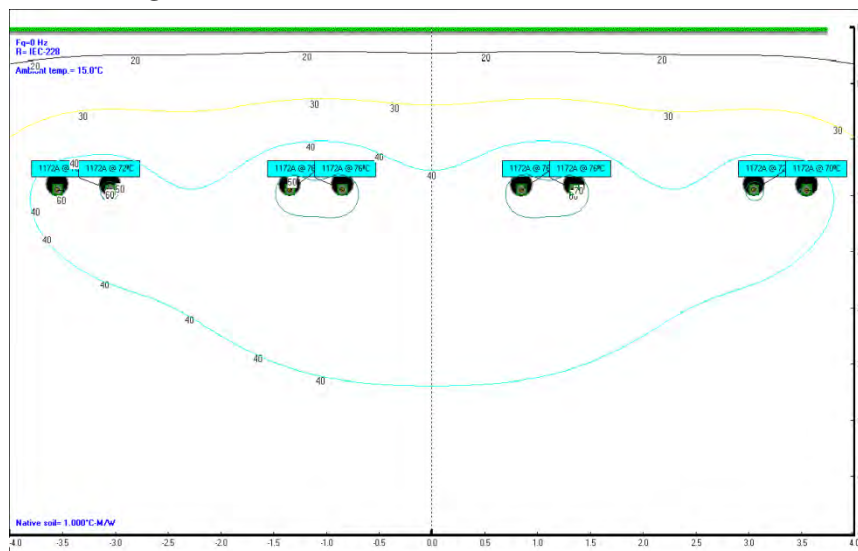


**Abbildung 7.169** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$

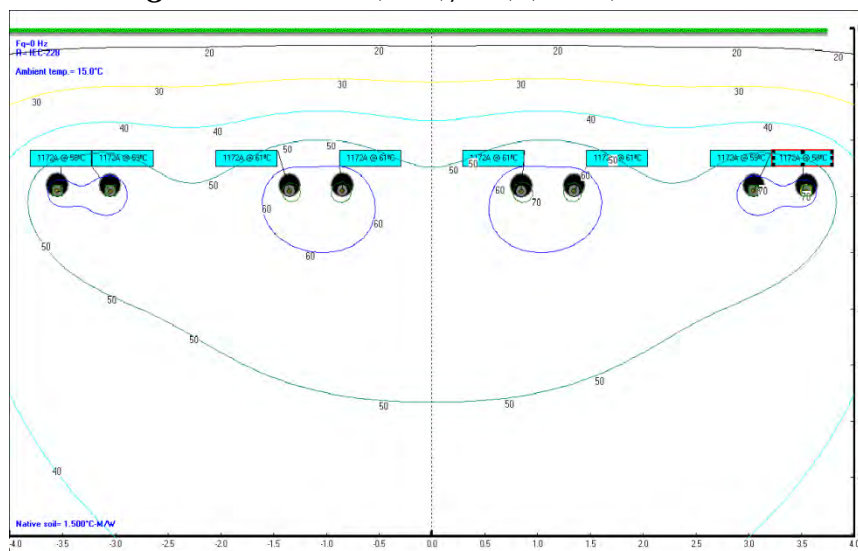




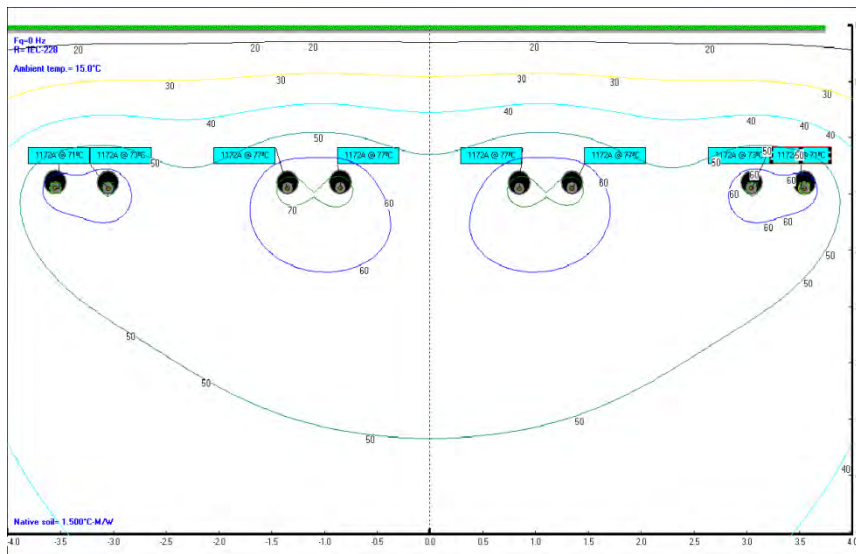
**Abbildung 7.170** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



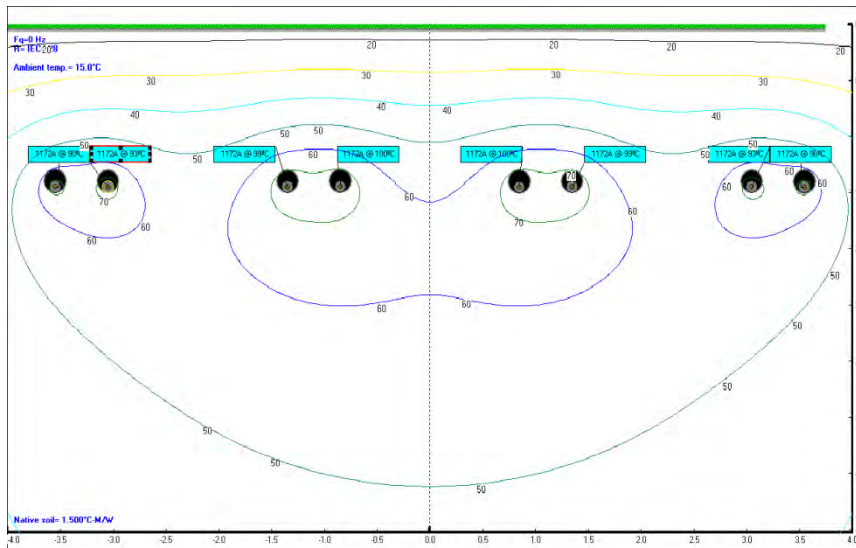
**Abbildung 7.171** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



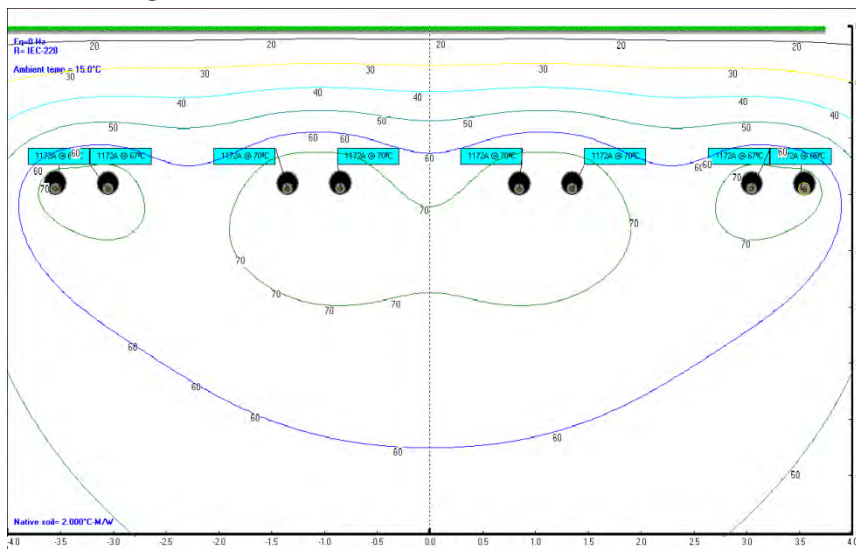
**Abbildung 7.172** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



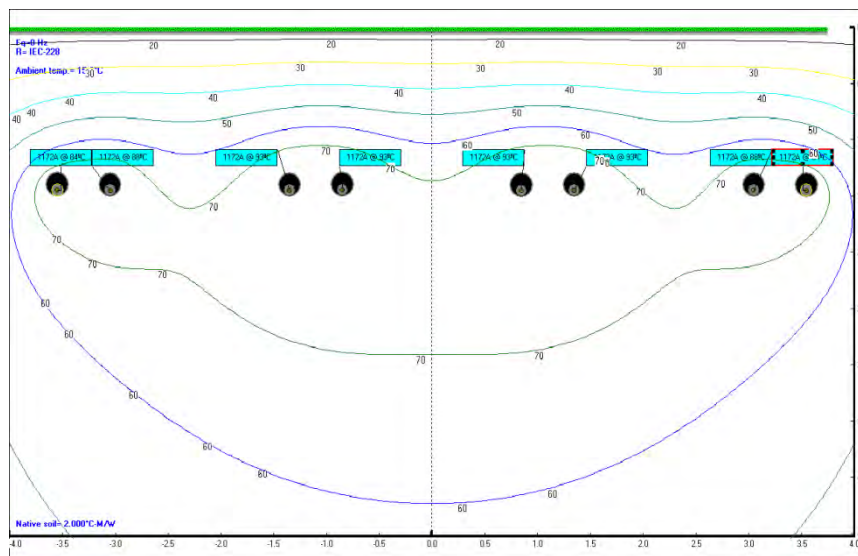
**Abbildung 7.173** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



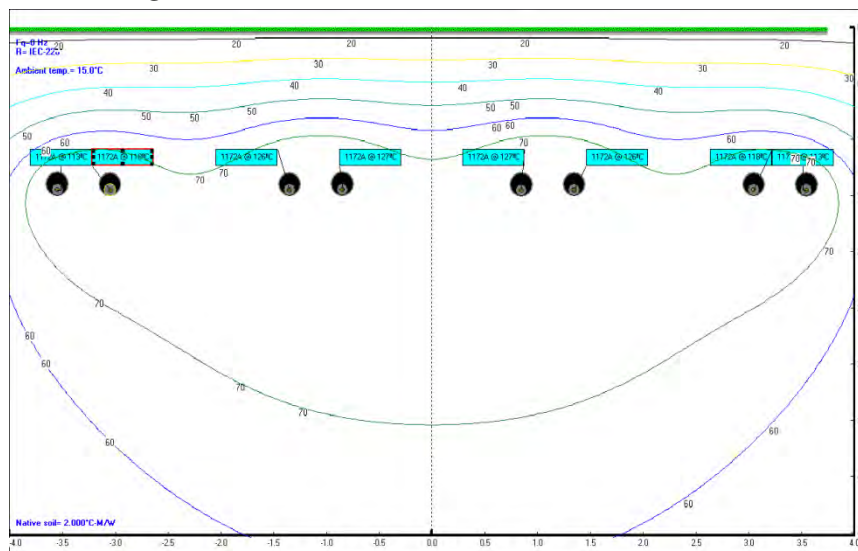
**Abbildung 7.174** Variante 2, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



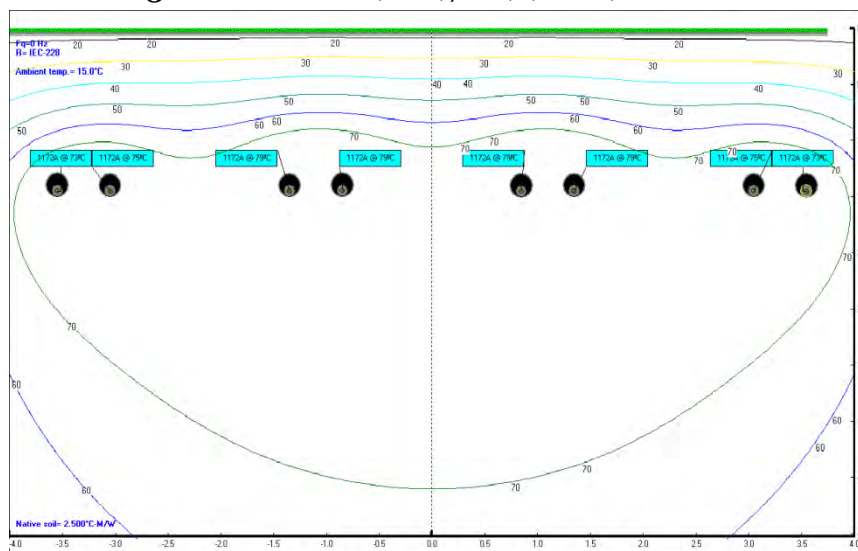
**Abbildung 7.175** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.176** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



**Abbildung 7.177** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.178** Variante 2, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$

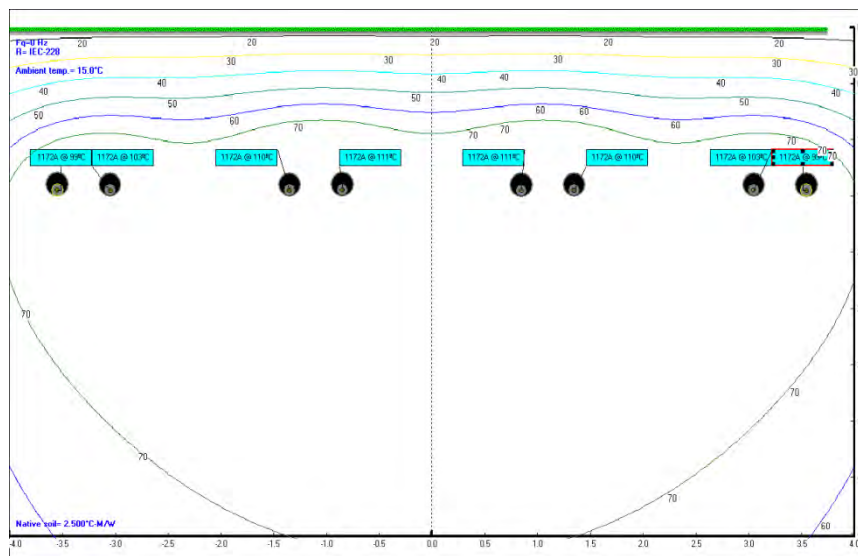


Abbildung 7.179 Variante 2, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

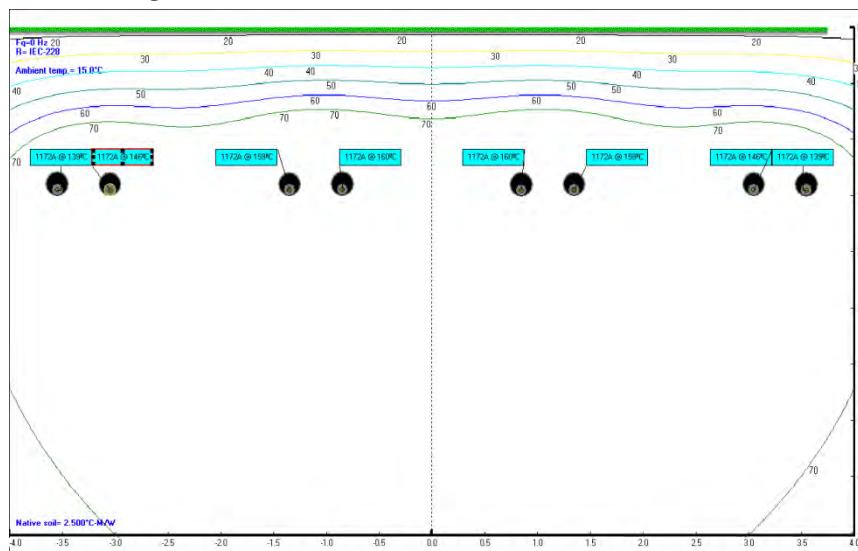
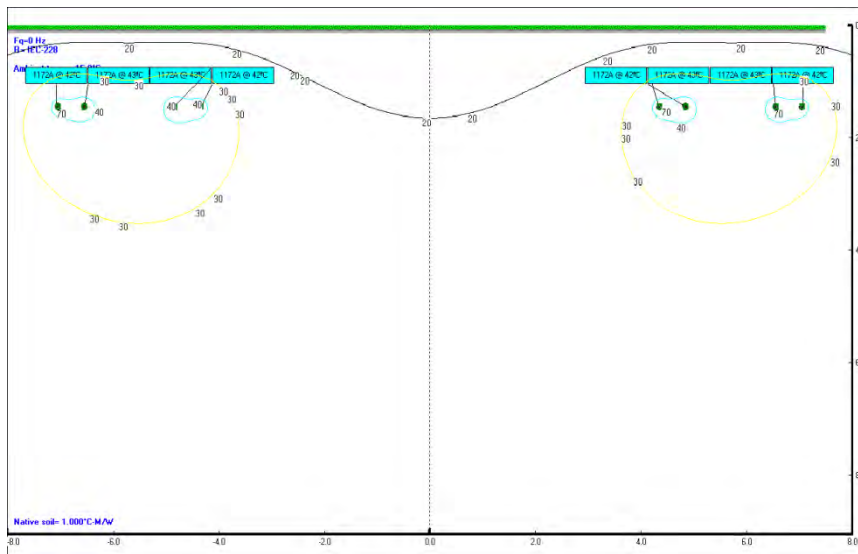


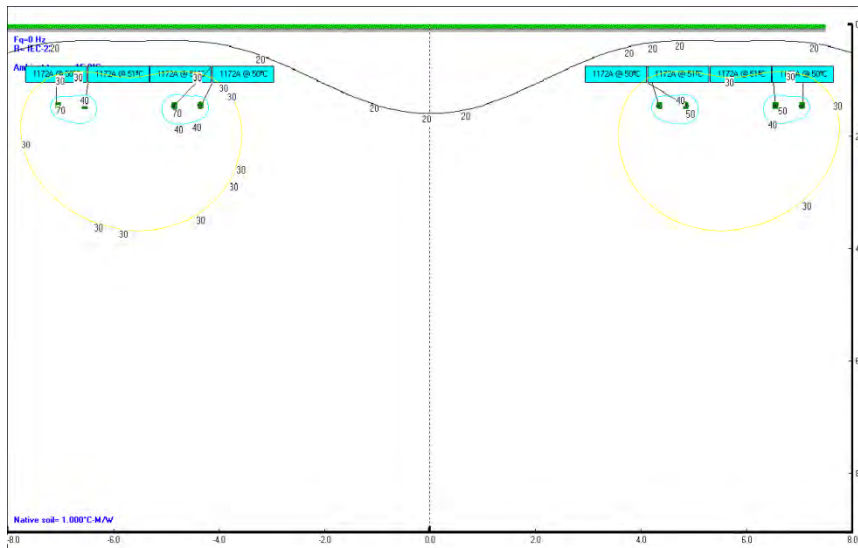
Abbildung 7.180 Variante 2, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

## 7.2.3 Variante 3

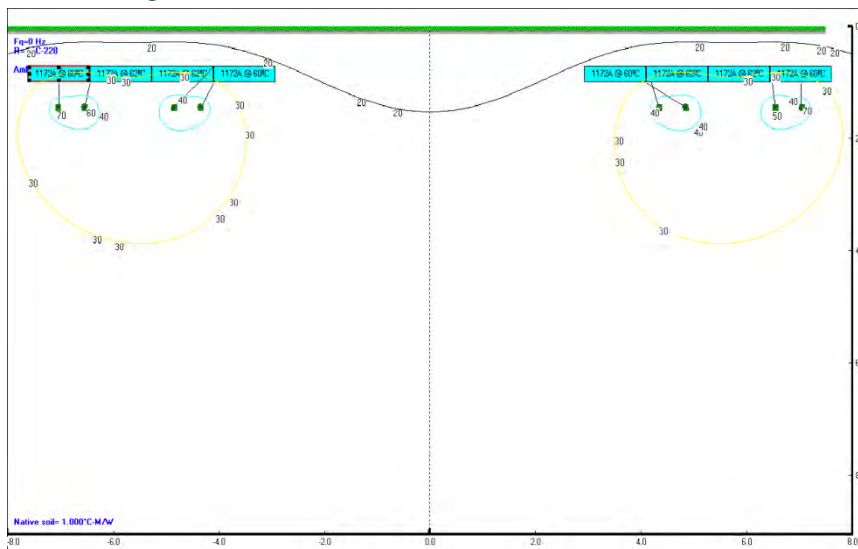




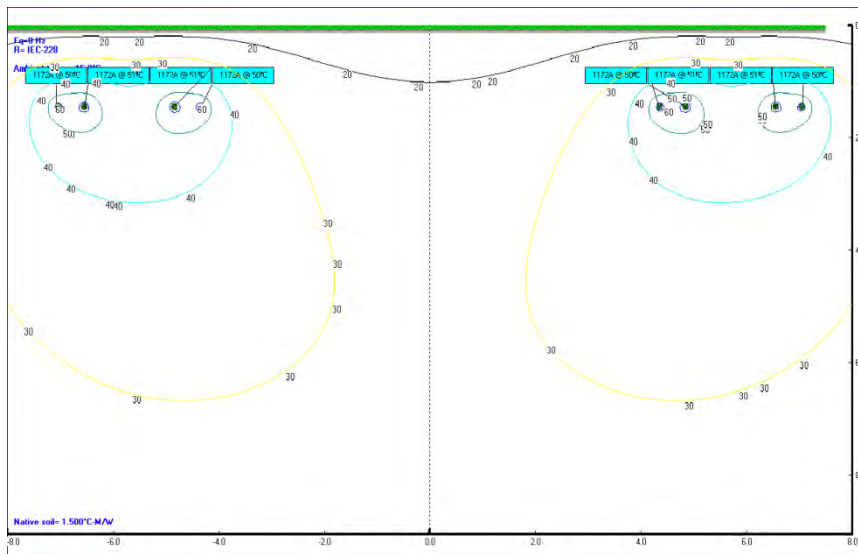
**Abbildung 7.181** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



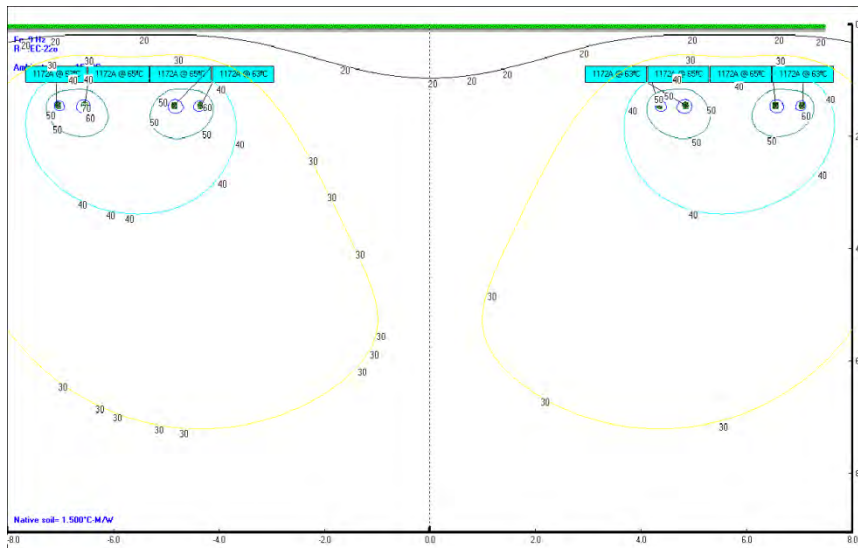
**Abbildung 7.182** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



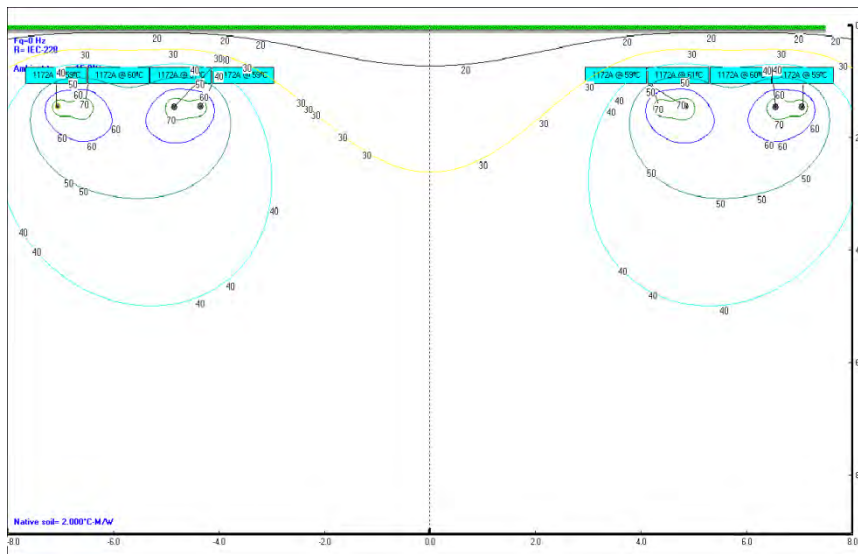
**Abbildung 7.183** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



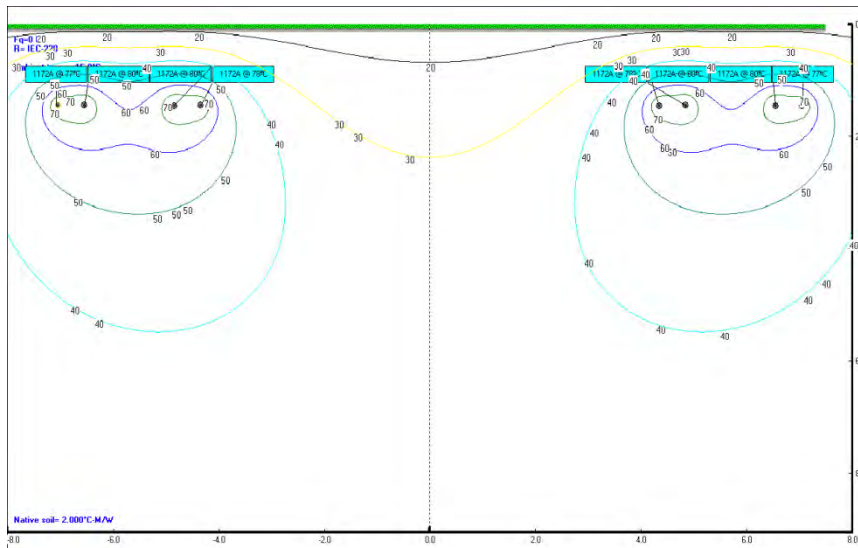
**Abbildung 7.184** Variante 3, DVoB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



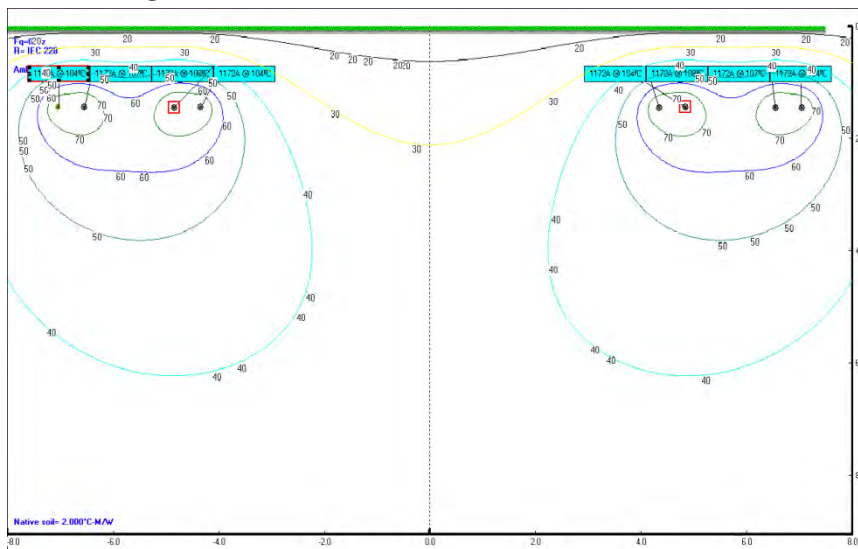




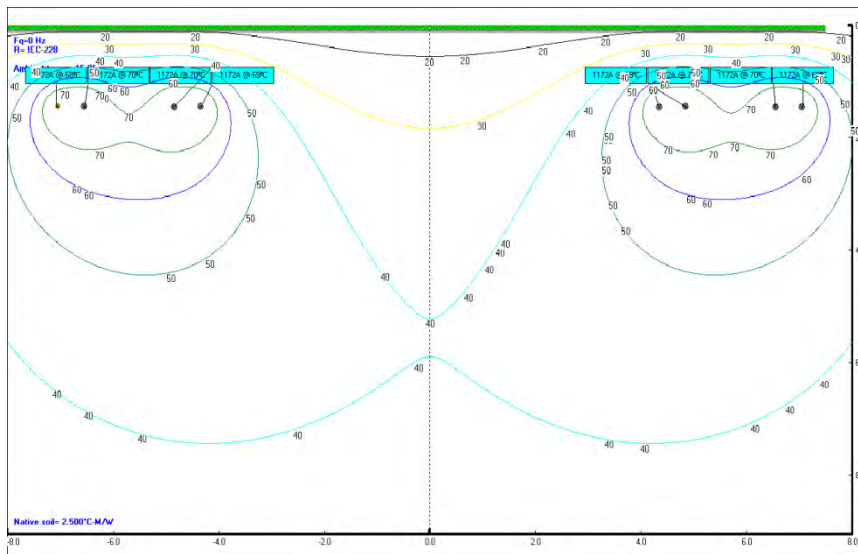
**Abbildung 7.187** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



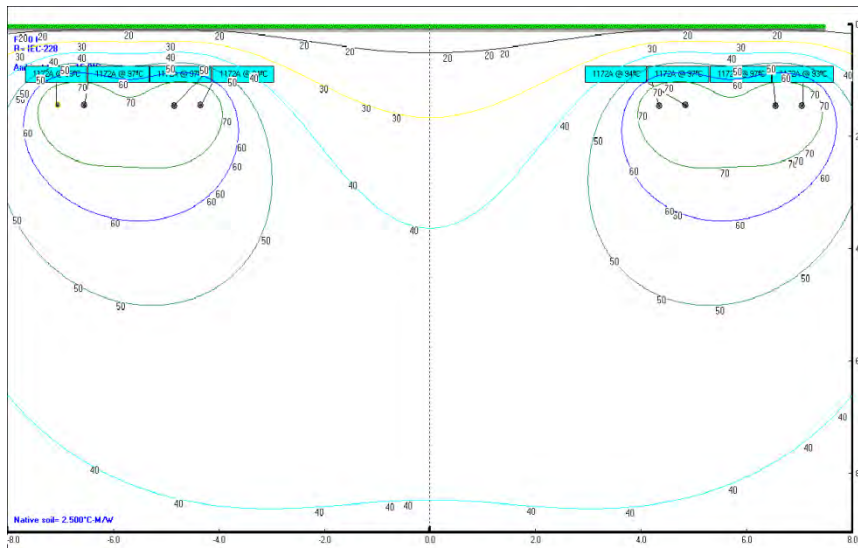
**Abbildung 7.188** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



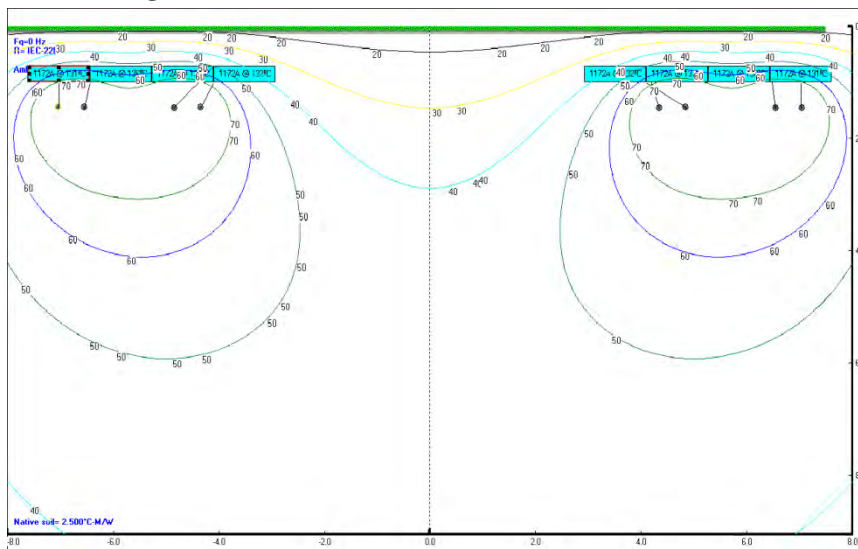
**Abbildung 7.189** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



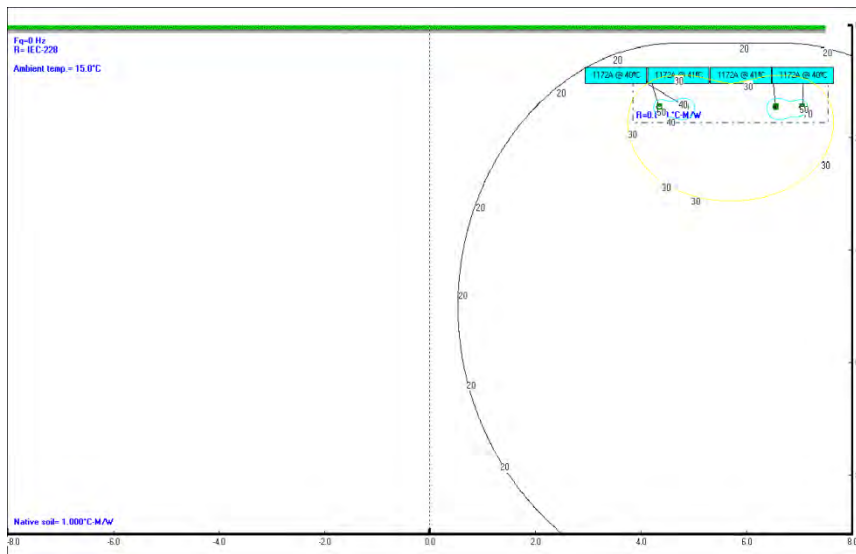
**Abbildung 7.190** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



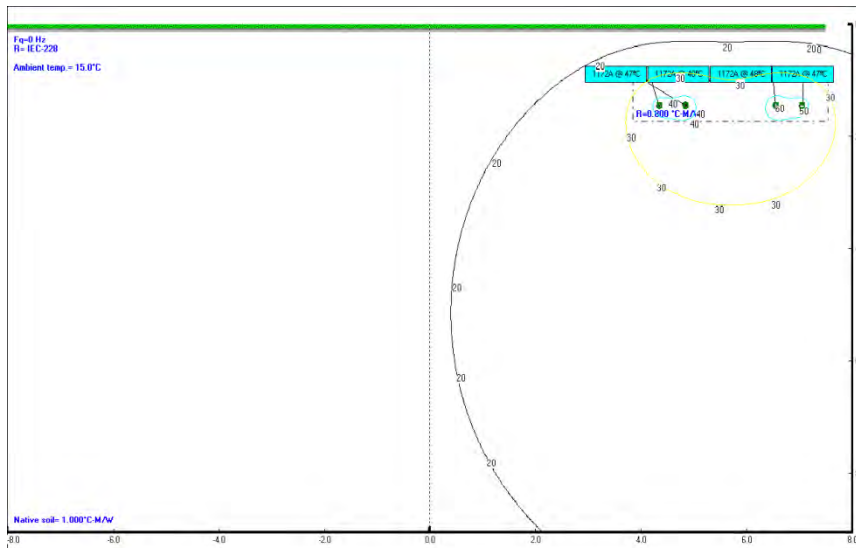
**Abbildung 7.191** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



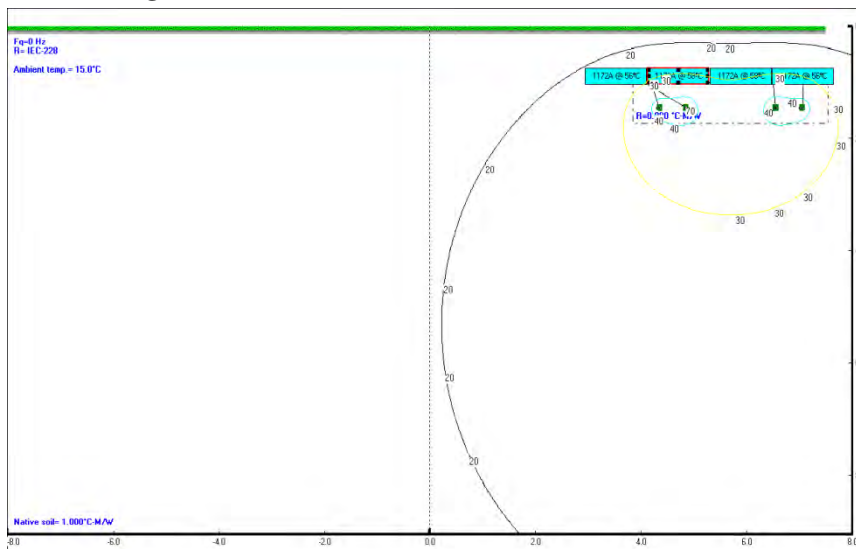
**Abbildung 7.192** Variante 3, DVoB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$



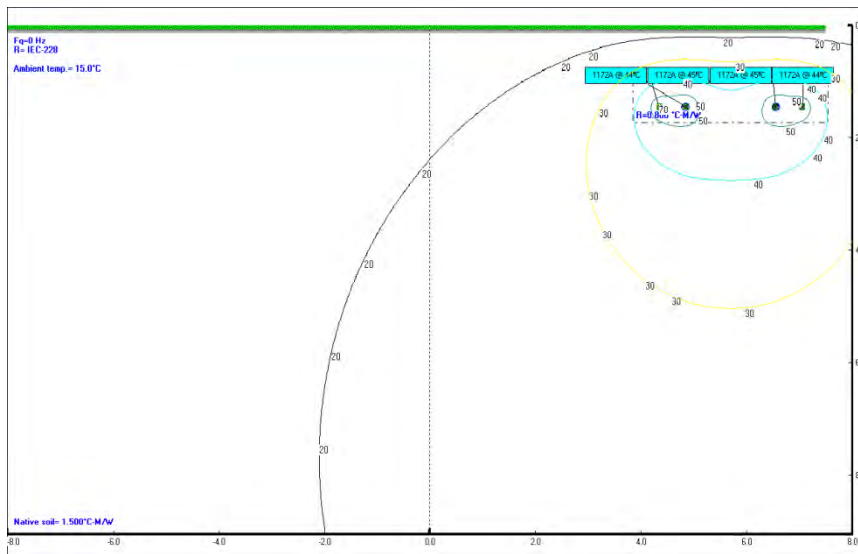
**Abbildung 7.193** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



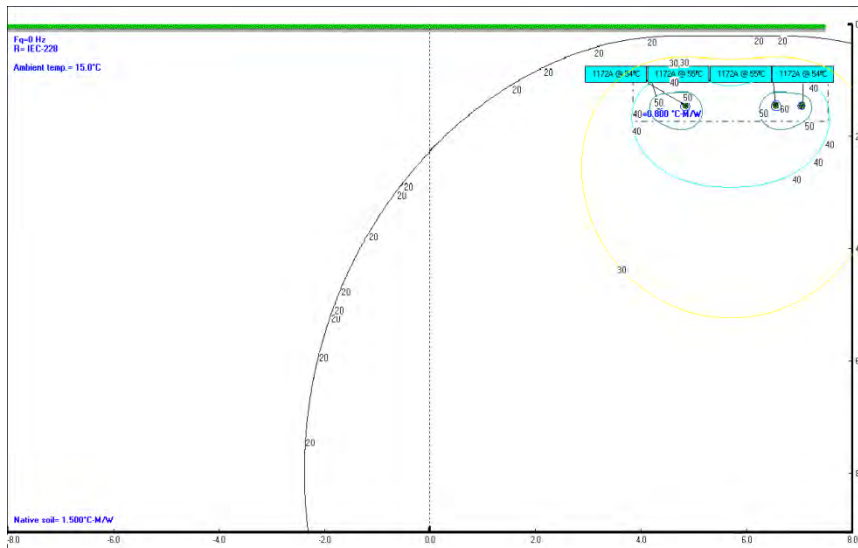
**Abbildung 7.194** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



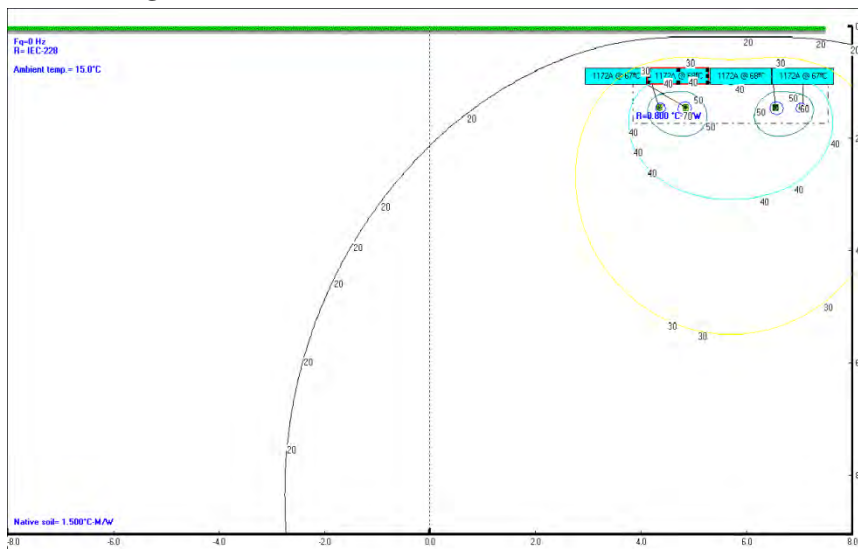
**Abbildung 7.195** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



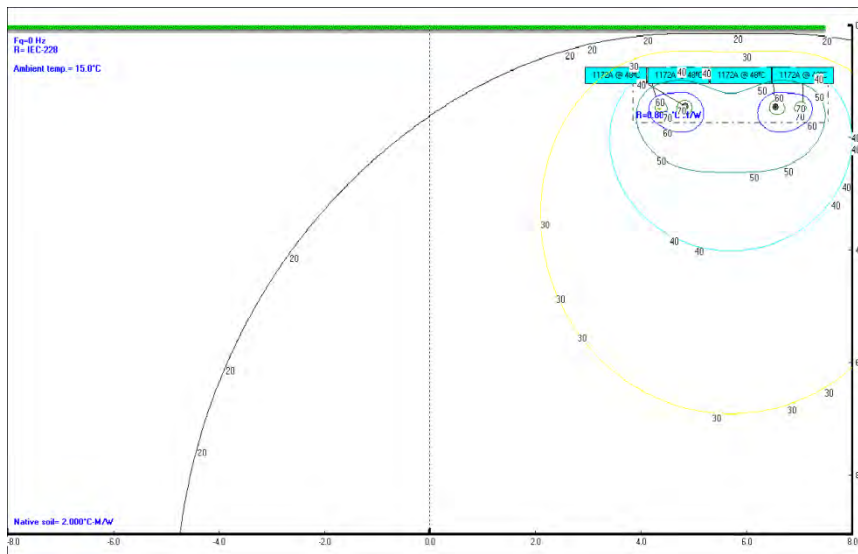
**Abbildung 7.196** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



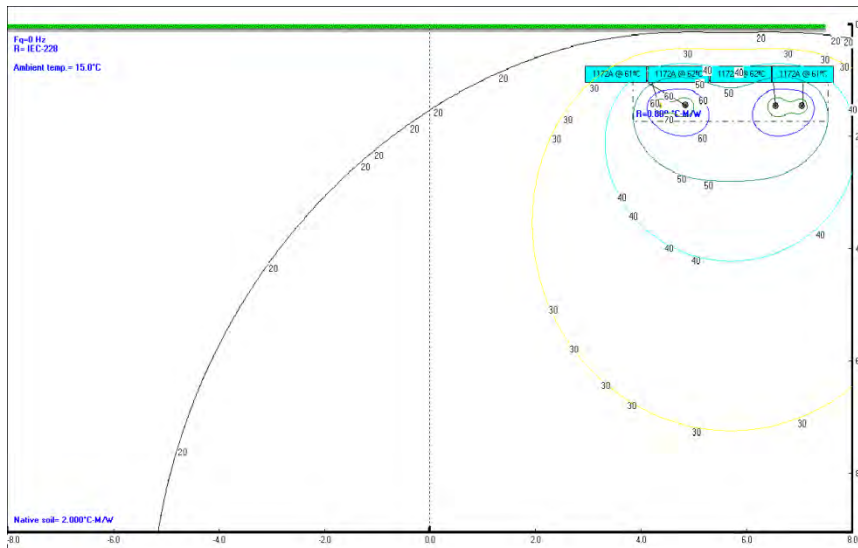
**Abbildung 7.197** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



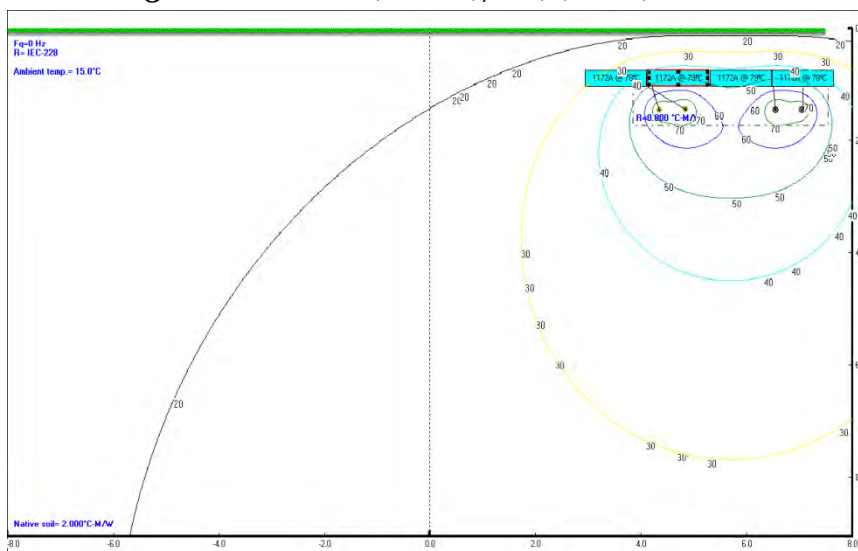
**Abbildung 7.198** Variante 3, DVmB,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.199** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$

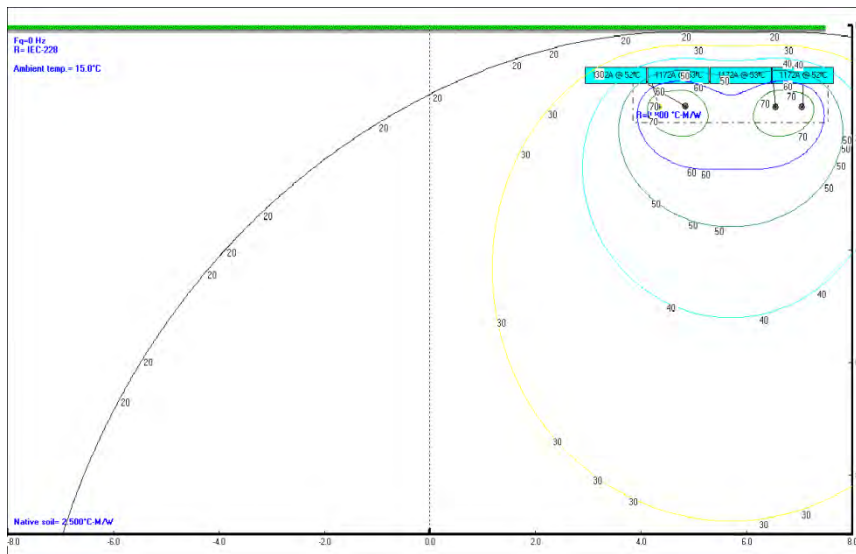


**Abbildung 7.200** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$

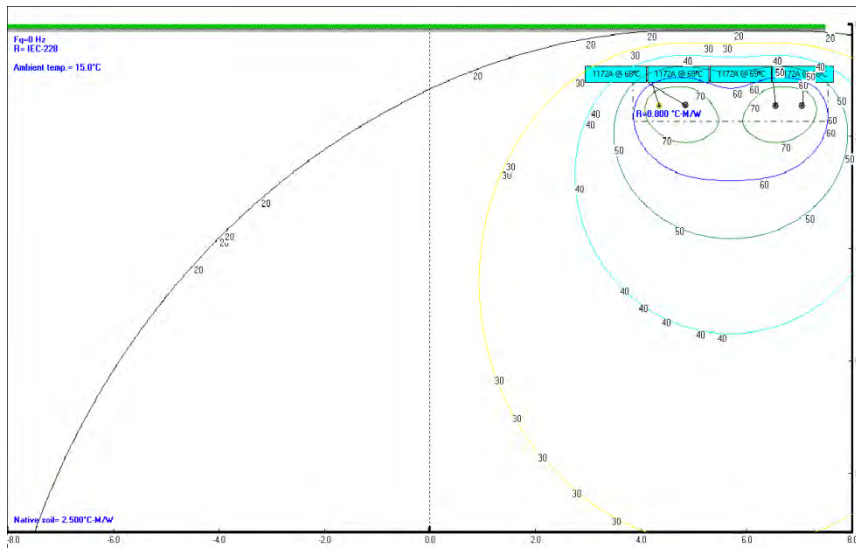


**Abbildung 7.201** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$

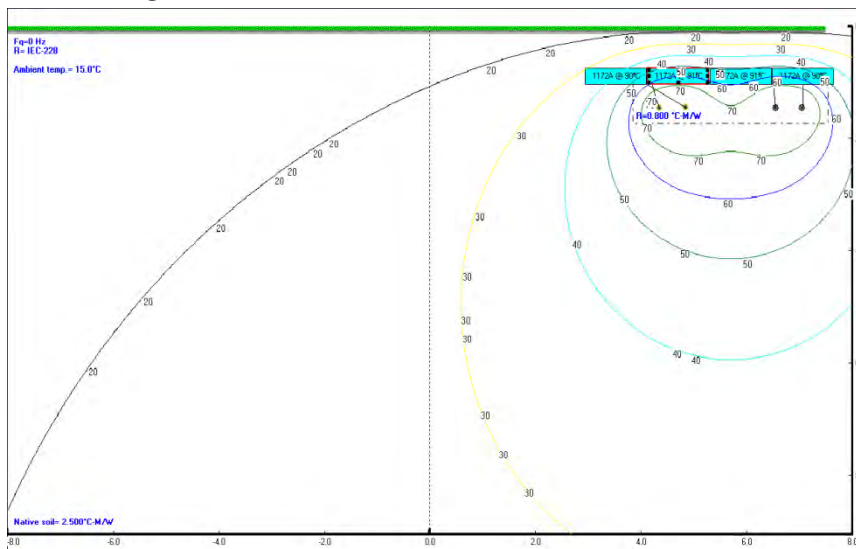




**Abbildung 7.202** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$

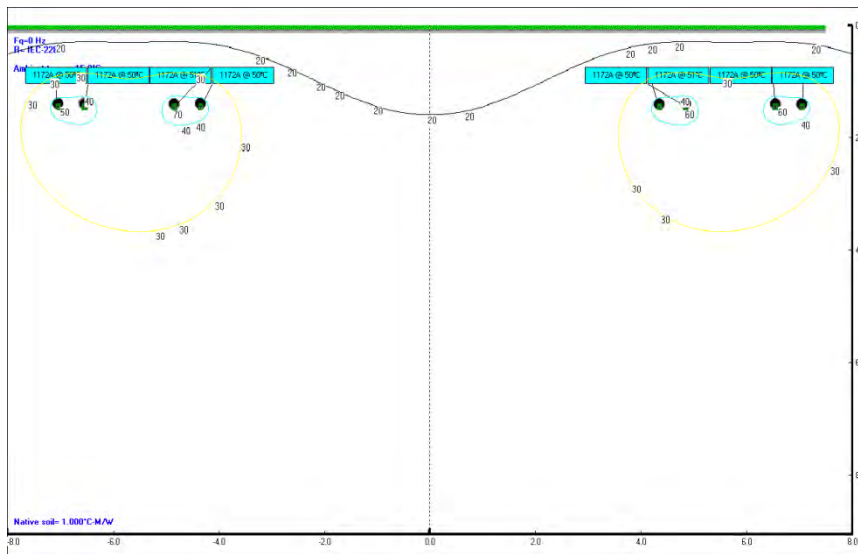


**Abbildung 7.203** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$

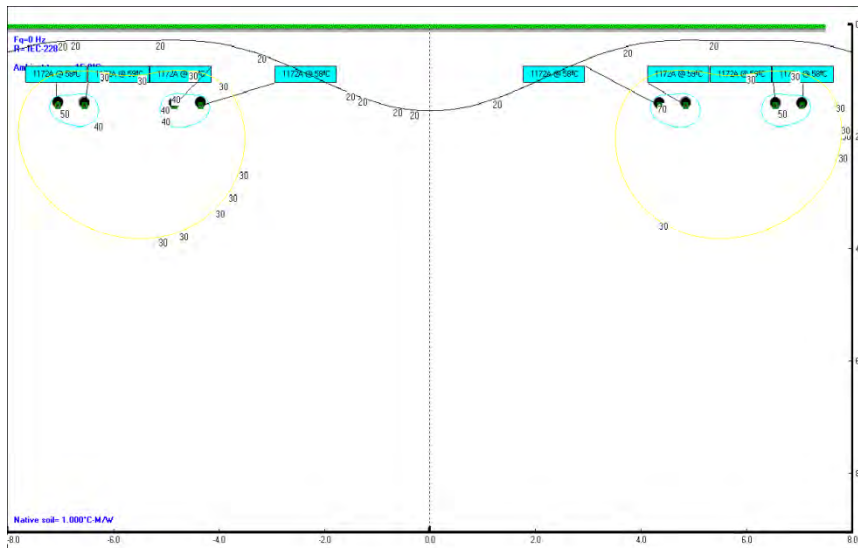


**Abbildung 7.204** Variante 3, DVmB,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 1,0$

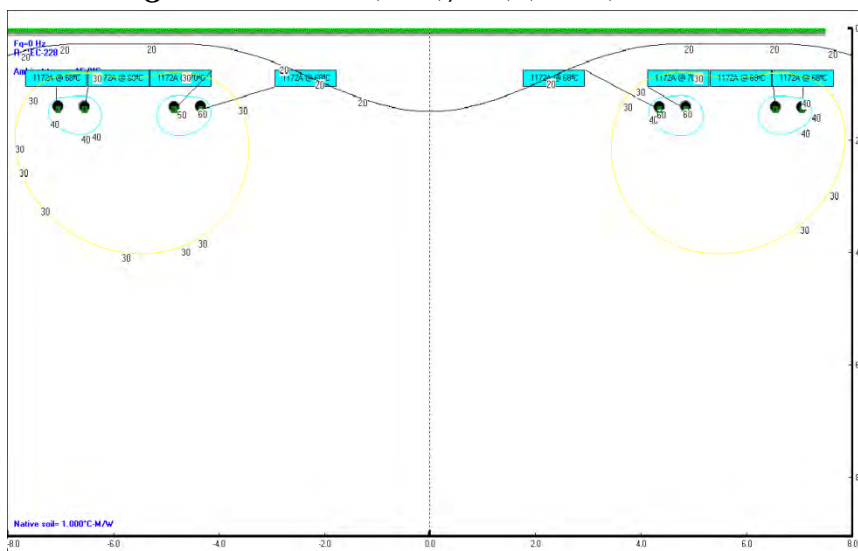




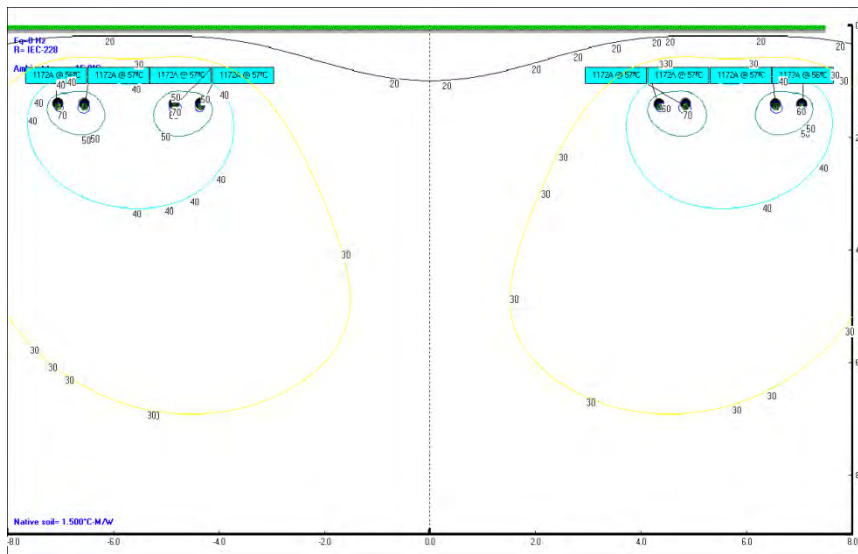
**Abbildung 7.205** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,6$



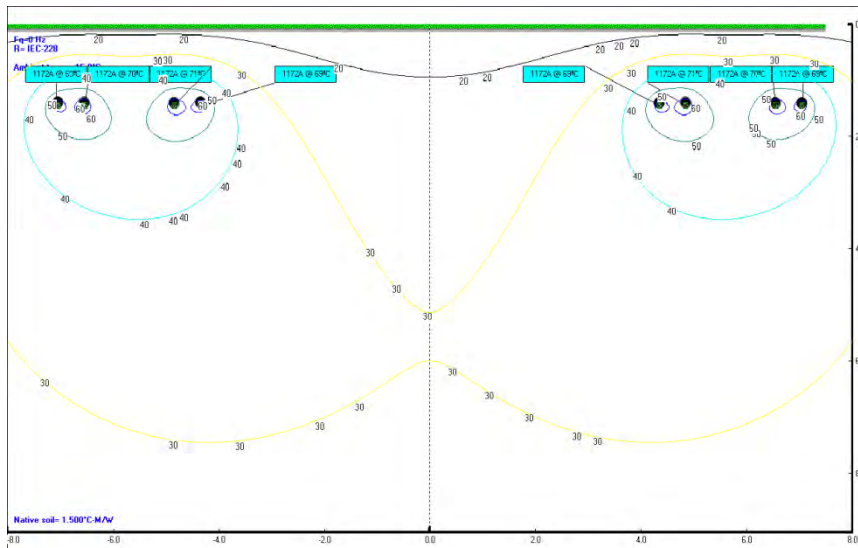
**Abbildung 7.206** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 0,8$



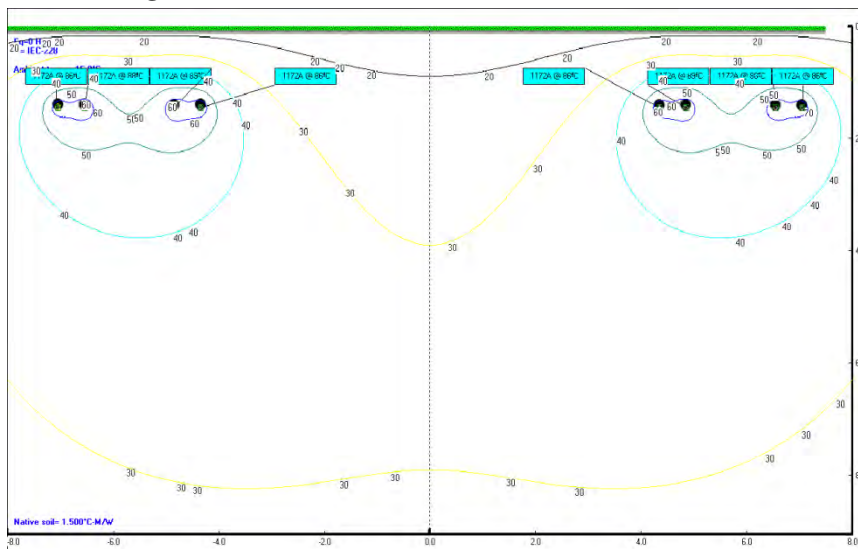
**Abbildung 7.207** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,0$ ,  $m = 1,0$



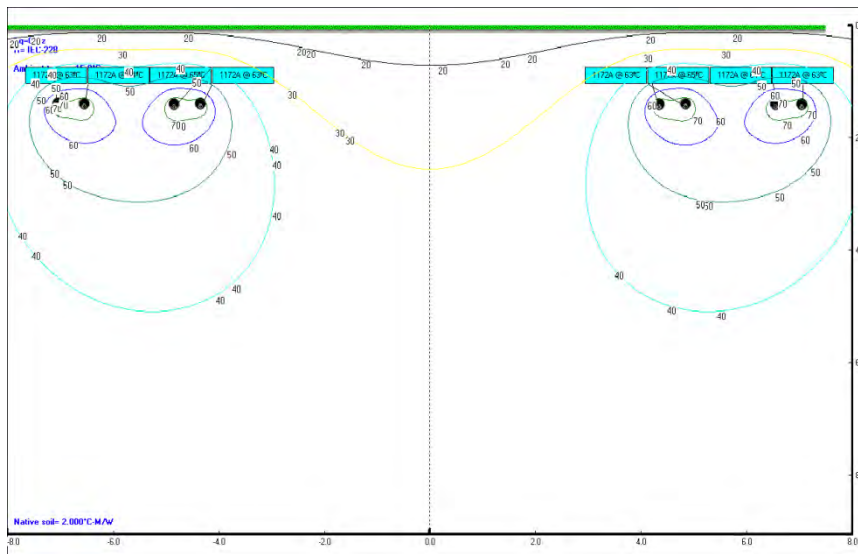
**Abbildung 7.208** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,6$



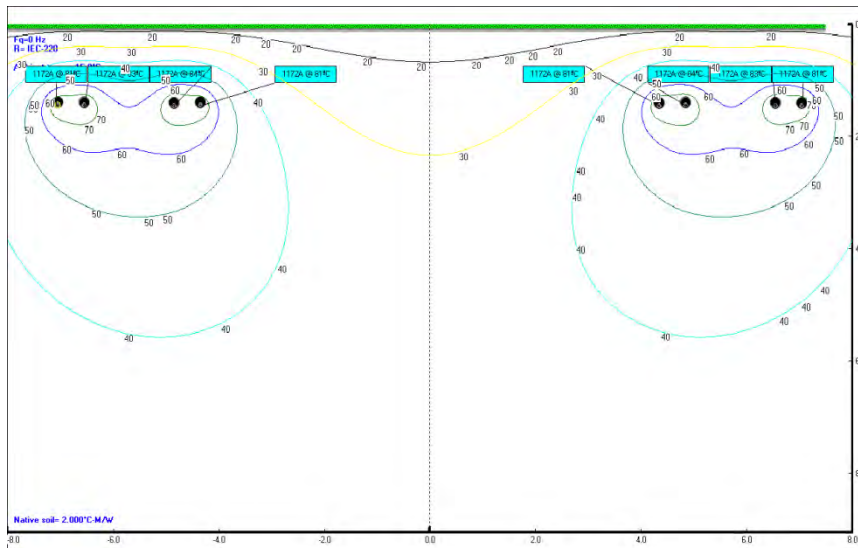
**Abbildung 7.209** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 0,8$



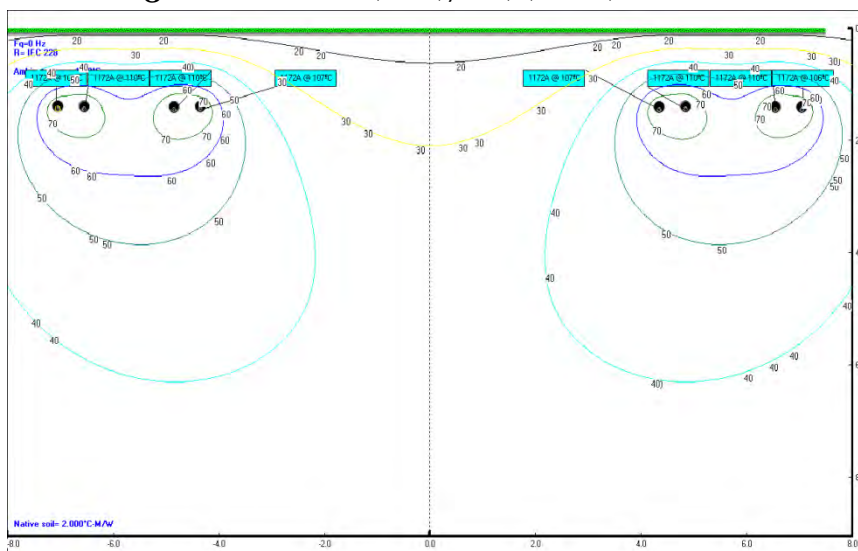
**Abbildung 7.210** Variante 3, KSR,  $\rho = 1,5$ ,  $m = 1,0$



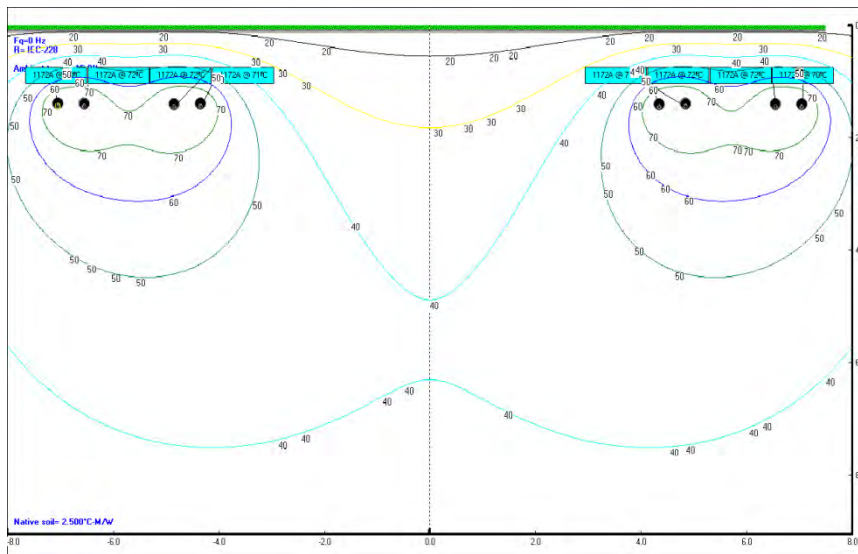
**Abbildung 7.211** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,6$



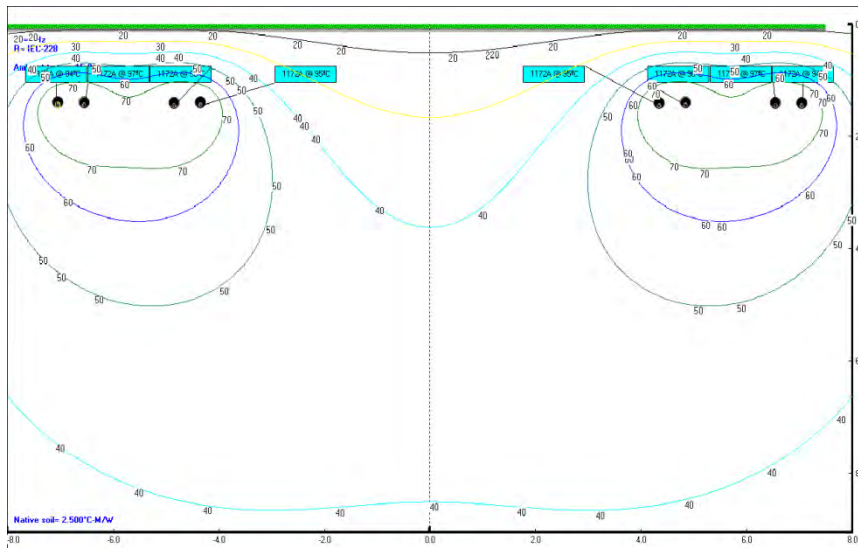
**Abbildung 7.212** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 0,8$



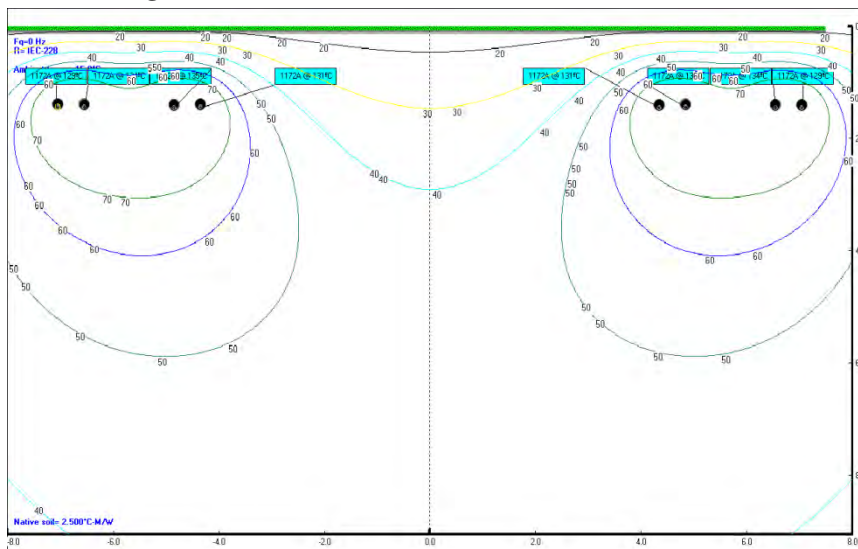
**Abbildung 7.213** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,0$ ,  $m = 1,0$



**Abbildung 7.214** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,6$



**Abbildung 7.215** Variante 3, KSR,  $\rho = 2,5$ ,  $m = 0,8$



# Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

## Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
- Teil II: Thermische Berechnungen
- Teil III: Elektrische und magnetische Felder**
- Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke  
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 38 Seiten.

Hannover, 31.12.2011



# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Elektrische und magnetische Beeinflussung</b>	<b>229</b>
1.1 Allgemeines	229
1.2 Gesetzliche Grenzwerte	229
1.2.1 Wechselfelder	229
1.2.2 Gleichfelder	230
<b>2 Elektrische Felder</b>	<b>231</b>
2.1 Berechnung elektrischer Felder	231
2.2 Berechnungsergebnisse	233
2.2.1 Berechnungsergebnisse für den Nahbereich der Leitung	234
2.2.2 Berechnungsergebnisse für großem Abstand zur Leitung	236
2.2.3 Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse	237
<b>3 Magnetische Felder</b>	<b>238</b>
3.1 Berechnung magnetischer Felder	238
3.2 Magnetfeld eines symmetrisch belasteten Drehstromsystems	240
3.3 Magnetfeld bei Gleichstrom	241
3.4 Berechnungsergebnisse	241
3.4.1 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im Normalbetrieb	243
3.4.2 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im (n-1)-Fall	248
3.4.3 Magnetische Felder im Normalbetrieb in großem Abstand zur Leitung	253
3.4.4 Maßnahmen zur Reduktion magnetischer Felder	254
3.4.5 Zusammenfassung der Magnetfeld-Berechnungen	255
<b>4 Zusammenfassung der Ergebnisse</b>	<b>258</b>
<b>5 Literaturverzeichnis</b>	<b>260</b>
<b>6 Anhang</b>	<b>261</b>
6.1 Abmessungen der verwendeten Freileitungs-Mastbilder	261
6.2 Abmessungen der Grabenprofile für die Drehstrom-Kabel	262
6.2.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel	262
6.2.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	262
6.2.3 Grabenprofil 3 – getrennte Kabelgräben	263
6.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ-Kabel	263
6.3.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel	263
6.3.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	264
6.3.3 Grabenprofil 3 – getrennte Kabelgräben	264



# 1 Elektrische und magnetische Beeinflussung

## 1.1 Allgemeines

Elektrische Leiter sind von elektrischen (bedingt durch die Ladungsträger selbst) und magnetischen Feldern (bedingt durch den Stromfluss) umgeben. Die Höhe der auftretenden elektrischen Felder ist damit maßgeblich von der Betriebsspannung der elektrischen Anlage abhängig, welche im Übertragungsnetz als nahezu konstant angenommen werden kann. Dies führt dazu, dass die elektrischen Felder im Betrieb ständig auftreten und nur sehr geringfügige Schwankungen aufweisen. Die vom Leiterstrom abhängige magnetische Feldstärke weist anders als die elektrische Feldstärke größere Schwankungen auf, da der Betriebsstrom einer Übertragungsleitung maßgeblich von der tageszeitlich veränderlichen Belastung abhängig ist.

Sowohl die elektrische als auch die magnetische Feldstärke an einem bestimmten Ort sind stark abhängig von der Geometrie der Leiteranordnung (z. B. Mastbild oder Verlegeart). Bei Freileitungen treten, da sie über keinen metallischen Schirm verfügen, beide Feldarten auf. Bei Kabeln hingegen sorgt der geerdete metallische Schirm dafür, dass das elektrische Feld nicht nach außen in Erscheinung tritt.

Sowohl die elektrische als auch die magnetische Feldstärke nehmen mit steigendem Abstand zum Leitungssystem ab. Bei Freileitungen treten die höchsten Feldstärken dort auf, wo der niedrigste Abstand zum Boden erreicht wird. Dies ist in der Regel in der Mitte eines Spannungsfeldes am Ort des größten Leiterseildurchhanges. Bei Kabelanlagen sind die magnetischen Feldstärken aufgrund der in der Regel stets gleichen Verlegetiefe entlang der Trasse nahezu konstant. Lediglich im Bereich der Muffen oder bei Querungen können höhere Feldstärken auftreten, wenn die Kabelmittenabstände in diesen Bereichen vergrößert werden müssen.

## 1.2 Gesetzliche Grenzwerte

### 1.2.1 Wechselfelder

Die gesetzlichen Grenzwerte für niederfrequente elektrische und magnetische Felder sind in der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) [1] geregelt. Diese gelten für Grundstücke und Gebäude, in denen sich Menschen dauerhaft aufhalten und sind in **Tabelle 1.1** zusammenfassend dargestellt.

**Tabelle 1.1** Gesetzliche Grenzwerte für niederfrequente elektromagnetische Felder [1]

50-Hz-Felder	Grenzwert gemäß 26. BImSchV
Elektrische Feldstärke	5 kV/m
Magnetische Flussdichte	100 $\mu$ T

Diese Grenzwerte dürfen an maximal 5 % der Zeitdauer eines Tages um bis zu 100 % überschritten werden. Außerdem bleiben kleinräumige Überschreitungen von bis zu 100 % der Grenzwerte außerhalb von Gebäuden außer Betracht. Für die Berechnung der Felder ist die höchste betriebliche Anlagenauslastung heranzuziehen. Für die Berechnung der magnetischen Felder ist dies gemäß [2] sowohl für die Freileitung als auch für Erdkabel der höchste betriebliche Dauerstrom. Für die Berechnung der elektrischen Felder ist die Netznennspannung (380 kV) heranzuziehen.

Weiterhin sind in [2] auch die Bezugspunkte für die Berechnung der Felder angegeben. Für Freileitungen ist hiernach ein Bezugspunkt in 1,0 m Höhe und für Kabel in 0,2 m Höhe über der Erdbodenoberkante (EOK) zu wählen. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, werden die elektromagnetischen Felder in diesem Bericht daher jeweils für beide Bezugspunkte angegeben.

### 1.2.2 Gleichfelder

Für statische Gleichfelder wie sie bei der HGÜ auftreten existieren keine gesetzlichen Grenzwerte. In der 2004 von der europäischen Kommission veröffentlichten EU Direktive 2004/40/EC [3] wird zum Schutz von Arbeitnehmern für statische Magnetfelder ein Grenzwert von 200 mT angegeben. Weiterhin kann auch der berufsgenossenschaftlichen Vorschrift BGV B11 [4] ein minimaler Grenzwert von 21,22 mT für statische magnetische Felder entnommen werden, welcher allerdings ebenfalls nur für den Schutz von Arbeitnehmern gilt.

Eine Betrachtung der elektrischen Felder ist nicht notwendig, da in dieser Studie nur HGÜ-Systeme mit Erdkabeln untersucht werden, bei denen aufgrund der metallischen Schirmung kein äußeres elektrisches Feld auftritt.

In Anlehnung an die Vorgaben in [2] werden die magnetischen Felder der HGÜ für den höchsten betrieblichen Dauerstrom und jeweils für die Bezugspunkte in 1,0 m und 0,2 m Höhe berechnet.

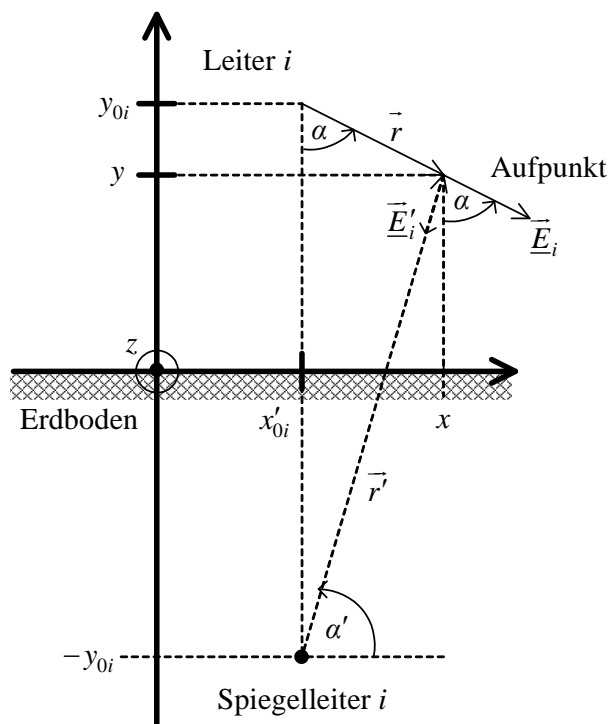
## 2 Elektrische Felder

### 2.1 Berechnung elektrischer Felder

Elektrische Felder werden sowohl von Ladungen selbst als auch durch Änderungen magnetischer Felder hervorgerufen. Sie werden durch die elektrische Feldstärke beschrieben, die eine gerichtete Größe ist und durch einen Vektor mit den drei Raumkomponenten  $\underline{E}_x$ ,  $\underline{E}_y$  und  $\underline{E}_z$  dargestellt wird.

Es kann im Folgenden von niederfrequenten Wechselströmen ausgegangen werden, so dass noch quasistatische Verhältnisse angenommen werden können. Daraus folgt, dass sich zum einen das elektrische Feld der sich langsam zeitlich veränderlichen Ladung so verhält wie das einer konstanten Ladung. Zum anderen ist in jeder Ebene senkrecht zur Leitung das Feld rotationsfrei. Damit entspricht das elektrische Feld dem eines elektrostatischen Feldes, für das ein skalares Potential und damit auch elektrische Spannungen eindeutig und wegunabhängig definiert werden können.

Die Berechnung der Komponenten der elektrischen Feldstärke in x- und in y-Richtung, d. h. quer zur Leitung, kann aufgrund der quasistationären Verhältnisse vereinfachend mit der für stationäre Stromkreise gültigen Spiegelungsmethode erfolgen. Es wird hierfür die Leiteranordnung in **Abbildung 2.1** betrachtet, in der der Leiter  $i$  als Träger einer Linienladung und der Spiegelleiter  $i'$  als Träger einer Linienladung entgegengesetzter Polarität dargestellt sind.



**Abbildung 2.1** Linienladung  $i$  am Ort  $(x_{0i}, y_{0i})$ , elektrische Feldstärke im Aufpunkt und Abmessungen Linienladung-Aufpunkt

Die Leiterpotentiale und das Erdpotential können für ein kurzes Leitungsstück als konstant angenommen werden. Damit ist das elektrische Feld zwischen den Leitern und dem Erdboden eindeutig zu bestimmen. Man erhält für die Komponenten des von einer Linienladung auf Leiter  $i$  erzeugten elektrischen Feldes über dem Erdboden mit der elektrischen Feldkonstante  $\varepsilon_0$  (Permittivität des Vakuums):

$$\underline{E}_{xi}(x, y) = \frac{\underline{Q}'_i}{2\pi\varepsilon_0} \left[ \frac{x - x_{0i}}{(x - x_{0i})^2 + (y - y_{0i})^2} - \frac{x - x_{0i}}{(x - x_{0i})^2 + (y + y_{0i})^2} \right] \quad (2.1)$$

und:

$$\underline{E}_{yi}(x, y) = \frac{\underline{Q}'_i}{2\pi\varepsilon_0} \left[ \frac{y - y_{0i}}{(x - x_{0i})^2 + (y - y_{0i})^2} - \frac{y + y_{0i}}{(x - x_{0i})^2 + (y + y_{0i})^2} \right] \quad (2.2)$$

Die x- und die y-Komponente der elektrischen Feldstärke im Erdboden ( $y \leq 0$ ) können aufgrund der genannten Näherungen und der quasistationären Verhältnisse vernachlässigt werden.

Bei der Betrachtung einer Mehrleiteranordnung sind die elektrischen Felder der Linienladungen auf allen Leitern in die Betrachtung einzubeziehen. Sie können aufgrund der Linearität des betrachteten Systems überlagert und vektoriell addiert werden.

Durch die Überlagerung der Teilfelder sind die Effektivwerte und die Phasenwinkel der x- und der y-Komponente der resultierenden elektrischen Feldstärke im Allgemeinen unterschiedlich. Damit spricht man hier von elliptischen Drehfeldern.

Die Linienladungen können durch die mit den bekannten Kapazitätskoeffizientenbelägen  $C'_{ik}$  gegebene Proportionalität ihrer Teillinienladungen zu den Leiter-Erde-Spannungen ersetzt werden (siehe Gl. (2.3)). Bei Vorgabe der über einem Leitungsstück als konstant anzusehenden Leiter-Erde-Spannungen  $\underline{U}_k$  kann anschließend das elektrische Feld mit den Gl. (2.1) und (2.2) in guter Näherung bestimmt werden:

$$\underline{Q}'_i = \sum_{k=1}^n C'_{ik} \underline{U}_k \quad (2.3)$$

Eine detaillierte Feldberechnung z. B. mit der Finiten-Elemente-Methode liefert in dem hier interessierenden Bereich in Spannungsfeldmitte genauere Ergebnisse, die aber keine grundsätzlich abweichenden Zahlenwerte und Aussagen ergeben (siehe auch [5]).

Aus den Beträgen der resultierenden Teilkomponenten der elektrischen Feldstärke wird die sogenannte Ersatzfeldstärke, die für die Bewertung des elektrischen Feldes

und die Einhaltung der Grenzwerte entscheidend ist, gemäß der 26. BImSchV [1] wie folgt gebildet:

$$E_{\text{ers}} = \sqrt{E_x^2 + E_y^2 + E_z^2} \quad (2.4)$$

Das Leiterseil nimmt zwischen den beiden Aufhängepunkten an den Masten den Verlauf einer Kettenlinie ein, dessen mathematische Lösung im Jahre 1690 parallel von Gottfried Wilhelm von Leibniz, Johann Bernoulli und Christiaan Hygens erarbeitet wurde [6]. Die Form der Seilkurve wird vom Eigengewicht  $G'$  pro m Seillänge, der Länge des Leiterseils  $L$  und der auf das Leiterseil wirkenden Horizontalkraft, die ihrerseits von der sich einstellenden Seilkurve abhängt, beeinflusst.

Bei gleich hohen Aufhängepunkten befindet sich der tiefste Punkt des Leiterseils in der Mitte des Spannungsfeldes. Dort ergibt sich aufgrund des geringsten Abstands zum Erdboden das maximale elektrische Feld.

## 2.2 Berechnungsergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die mit der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Methode berechneten elektrischen Felder für typische Mastformen von Freileitungen angegeben. Hierbei wird zunächst ein Nahbereich bis zu einer Entfernung von 50 m zur Leitungsachse betrachtet. Die im projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmten Mastbilder können dem Anhang zu diesem Bericht entnommen werden. Drehstrom- und HGÜ-Erdkabel besitzen aufgrund der metallischen Schirmung kein äußeres elektrisches Feld und werden daher nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund wird zur Wahrung der Übersichtlichkeit als Aufpunkt nur der für Freileitungen maßgebliche Wert von 1,0 m über der EOK gewählt.

Da der Betrag der elektrischen Feldstärke spannungs- und entfernungsabhängig ist, treten die maximalen Feldstärken bei der maximal zulässigen Betriebsspannung und dem minimalen zulässigen Abstand zum Leiterseil auf. Die zulässige Dauerbetriebsspannung im 380-kV-Netz darf gemäß der gültigen Netzanschlussregeln der ÜNB (z. B. [7]) im Bereich zwischen 350 und 420 kV liegen. Um die Spannungsabhängigkeit zeigen zu können, werden daher sowohl die elektrischen Feldstärken für die Netznennspannung (380 kV) sowie die maximal zulässige Betriebsspannung (420 kV) angegeben. Wie in Abschnitt 1.2 beschrieben, ist für die Beurteilung des zulässigen Betriebs gemäß 26. BImSchV [1] jedoch nur der für die Netznennspannung ermittelte Wert heranzuziehen.

Der minimale Abstand der Leiterseile zum Erdboden beträgt im freien Gelände 7,80 m. Da dieser aber nur an wenigen Stellen im Leitungsverlauf erreicht wird, werden die elektrischen Feldstärken auch für einen durchschnittlichen Bodenab-

stand von 12 m [8]<sup>1)</sup> berechnet. Hiermit soll auch der Einfluss des Durchhanges der Leiterseile gezeigt werden. In der Praxis wird der Seildurchhang nach Aussage von ÜNB so eingestellt, dass die auftretende elektrische Feldstärken an keiner Stelle der Leitung den nach [1] maßgeblichen Grenzwert von 5 kV/m überschreitet.

### 2.2.1 Berechnungsergebnisse für den Nahbereich der Leitung

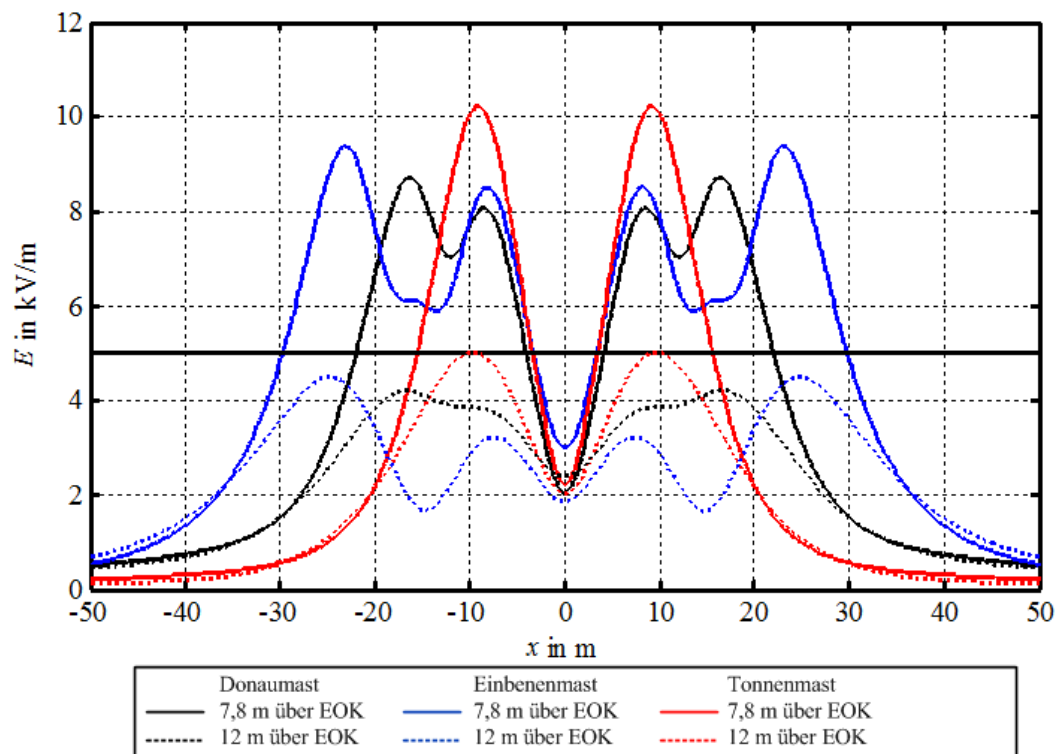
In **Abbildung 2.2** ist der Verlauf der elektrischen Feldstärke<sup>2)</sup> in der Spannfeldmitte für eine Spannung von 380 kV und minimale Bodenabstände von 7,80 m und 12 m in Abhängigkeit vom seitlichen Abstand zur Leitungsachse gezeigt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die elektrische Feldstärke im Nahbereich der Freileitung für den minimal zulässigen Bodenabstand von 7,80 m für alle Masttypen oberhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 5 kV/m liegt. Zu den Seiten hin fällt die elektrische Feldstärke jedoch schnell ab und liegt je nach Masttyp ab einem seitlichen Abstand von 15 bis 30 m unterhalb des Grenzwertes. Wird ein durchschnittlicher Abstand von 12 m zwischen den Leiterseilen und der EOK eingehalten, so ergibt sich eine Verringerung der maximalen Feldstärken, die im Bereich von etwa 50 % gegenüber den sich bei Minimalabstand zur EOK ergebenden elektrischen Feldstärken liegt. Hierdurch liegen die auftretenden elektrischen Feldstärken für den Donau- und den Einebenenmast unterhalb des Grenzwertes, beim Tonnenmast dagegen wird genau der Grenzwert erreicht.

Werden die Freileitungen mit der höchsten zulässigen Dauerbetriebsspannung von 420 kV betrieben, so ergeben sich gegenüber den Verläufen für 380 kV entsprechend höhere Maximalwerte der elektrischen Feldstärke. Die Erhöhung beträgt für den Minimalabstand der Leiter zur EOK etwa 1 kV/m und für den angenommenen durchschnittlichen Abstand von 12 m etwa 0,5 kV/m. Vergleicht man **Abbildung 2.2** und **Abbildung 2.3** miteinander, so stellt man fest, dass die Unterschiede für größer werdenden Abstand zur Leitung abnehmen. Für einen Abstand von 50 m ist praktisch kein Unterschied zwischen den elektrischen Feldstärken bei 380 und 420 kV festzustellen. Auch der Einfluss des Leiterseildurchhanges und der Mastform nimmt deutlich ab, da die Abstände zwischen den Leiterseilen untereinander und dem Erdboden gegenüber der Entfernung zur Leitung sehr klein werden.

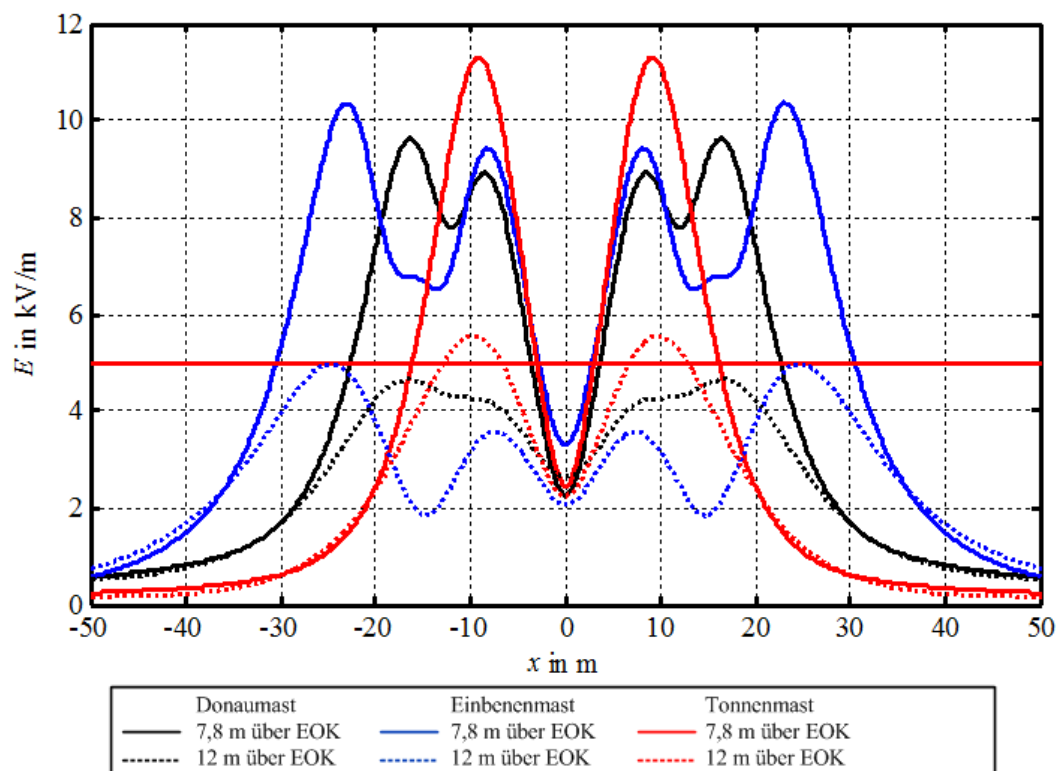
<sup>1)</sup> Dieser Wert für den durchschnittlichen Bodenabstand wurde im projektbegleitenden Arbeitskreis durch den Vertreter eines Übertragungsnetzbetreibers bestätigt.

<sup>2)</sup> Es werden hier und im Folgenden immer Effektivwerte gemäß Gl. (2.4) angegeben.





**Abbildung 2.2** Verlauf der elektrischen Feldstärke in einer Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK für eine Betriebsspannung von 380 kV und 7,8 m bzw. 12,0 m Bodenabstand in Abhängigkeit vom seitlichen Abstand zur Leitungsachse

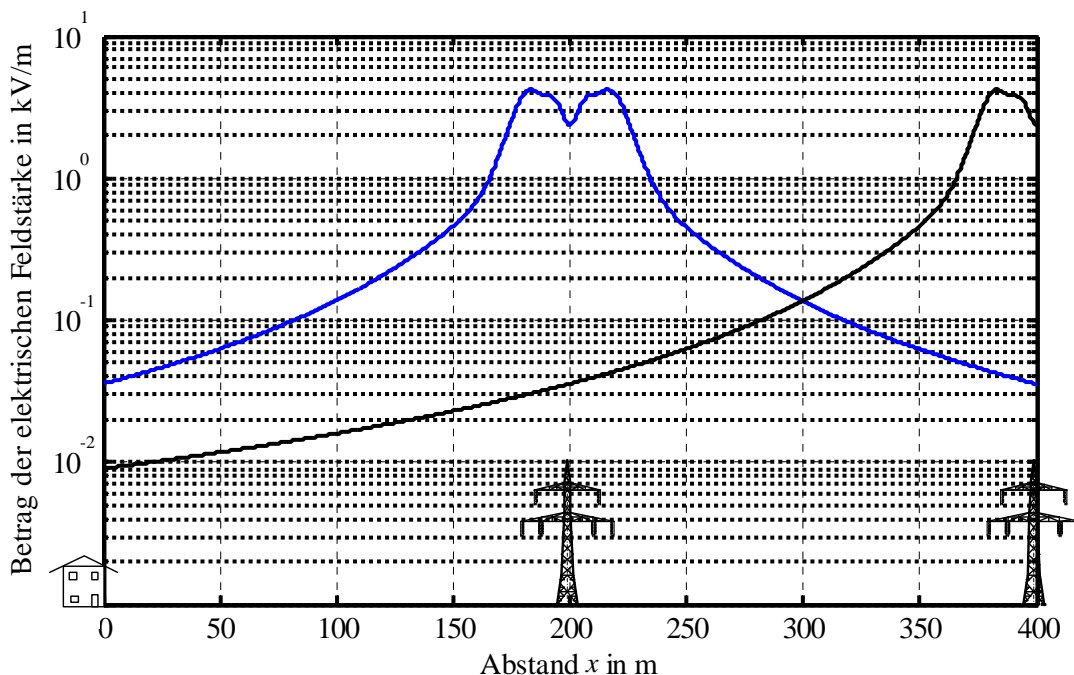


**Abbildung 2.3** Verlauf der elektrischen Feldstärke in einer Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK für eine Betriebsspannung von 420 kV und 7,8 m bzw. 12,0 m Bodenabstand

### 2.2.2 Berechnungsergebnisse für großem Abstand zur Leitung

Die bisherigen Betrachtungen haben sich auf den Nahbereich der Freileitung bezogen. Dieser Bereich ist jedoch in der Regel nicht für die Beurteilung der auftretenden Feldstärken gemäß 26. BImSchV maßgeblich, da die gesetzlichen Grenzwerte nur für Bereiche gelten, in denen sich Menschen dauerhaft aufhalten. Bei realen Projekten müsste demnach der kleinste Abstand der Leitung zu Wohn-, Geschäfts- oder Industriegebäuden ermittelt werden und die elektrischen Feldstärken hierfür bestimmt werden. Um dies beispielhaft zu zeigen, wurden auch die elektrischen Feldstärken in großem Abstand zur Freileitung berechnet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die im Energieleitungsausbaugesetz (ENLAG) [9] genannten Mindestabstände von 200 m bzw. 400 m eingehalten werden. Das Ergebnis ist in **Abbildung 2.4** am Beispiel des Donaumastbildes dargestellt. Hierbei wurde aus Darstellungsgründen eine halblogarithmische Darstellung gewählt, da die auftretenden elektrischen Feldstärken für große Entfernungen sehr klein werden.

Es ist zu erkennen, dass die resultierenden elektrischen Feldstärken bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände sehr weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 5 kV/m liegen. Für einen Abstand von 200 m zur Wohnbebauung beträgt die elektrische Feldstärke der Freileitung mit Donaumast maximal nur noch etwa 0,35 kV/m und für einen Abstand von 400 m sogar nur noch 0,009 kV/m, was 7 bzw. 0,18 % des gesetzlichen Grenzwertes entspricht. Dies zeigt, dass erhöhte Abstände zur Freileitung eine sehr effektive Maßnahme zur Reduzierung elektrischer Felder darstellen.



**Abbildung 2.4** Verlauf der elektrischen Feldstärke in einer Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK für eine Betriebsspannung von 380 kV und einen Abstand von 200 bzw. 400 m zur Wohnbebauung

### 2.2.3 Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse in **Tabelle 2.1** zusammenfassend dargestellt. Der gesetzliche Grenzwert für Dauerexposition wird nur im Nahbereich und für den Mindestabstand von 7,80 m zur EOK überschritten.

Wird ein durchschnittlicher Abstand der Leiterseile zur EOK von 12 m eingehalten, liegt die resultierende maximale elektrische Feldstärke für das übliche Donaumastbild auch bei höchster dauerhaft zulässiger Betriebsspannung unterhalb des Grenzwertes von 5 kV/m.

Für die im ENLAG genannten Mindestabstände von 200 bzw. 400 m liegen die berechneten elektrischen Feldstärken mit Werten zwischen 1,0 und 39,0 V/m weit unterhalb von 5 kV/m. Damit liegen die Werte für die maximal auftretenden elektrischen Feldstärken im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden Feldstärken (vergleiche auch [10]).

Elektrische Felder werden bereits durch schwach leitfähige geerdete Materialien stark gedämpft [11], so dass für die untersuchten großen Abstände innerhalb von Wohngebäuden nur äußerst geringe Feldstärken zu erwarten sind.

**Tabelle 2.1** Zusammenfassende Darstellung der berechneten Werte für die elektrischen Feldstärken der untersuchten Masttypen bei Netznennspannung und der höchsten zulässigen Dauerbetriebsspannung

Elektrische Feldstärke in kV/m (Effektivwerte gemäß Gl. (2.4))		Netznennspannung 380 kV			höchste zulässige Dauerbetriebsspannung 420 kV		
		Abstand zur Leitungsachse			Abstand zur Leitungsachse		
Masttyp	Leiterabstand zur EOK	max <sup>1)</sup>	200 m	400 m	max <sup>1)</sup>	200 m	400 m
Donaumast	7,8 m	8,7	0,035	0,009	9,6	0,039	0,010
	12 m	4,2	0,036	0,009	4,6	0,039	0,010
Tonnenmast	7,8 m	10,2	0,010	0,002	11,3	0,011	0,002
	12 m	5,0	0,009	0,002	5,5	0,010	0,002
Einebenenmast	7,8 m	9,4	0,006	0,001	10,4	0,006	0,001
	12 m	4,5	0,008	0,001	5,0	0,009	0,002

<sup>1)</sup> Maximalwert des Effektivwerts der elektrischen Feldstärke

## 3 Magnetische Felder

### 3.1 Berechnung magnetischer Felder

Die magnetische Feldstärke ist eine gerichtete Größe, die durch einen Vektor mit den drei Raumkomponenten  $H_x$ ,  $H_y$  und  $H_z$  wie folgt beschrieben wird:

$$\vec{H} = H_x \vec{e}_x + H_y \vec{e}_y + H_z \vec{e}_z = \begin{bmatrix} H_x \\ H_y \\ H_z \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

hierbei sind  $\vec{e}_x$ ,  $\vec{e}_y$  und  $\vec{e}_z$  die Einheitsvektoren in x-, y- und z-Richtung und  $H_x$ ,  $H_y$  und  $H_z$  die entsprechenden Beträge. Für den Betrag des Vektors gilt:

$$H = \sqrt{H_x^2 + H_y^2 + H_z^2} \quad (3.2)$$

Die magnetische Flussdichte, die auch als Induktion bezeichnet wird, ergibt sich aus:

$$\vec{B} = \mu \vec{H} = \mu_0 \mu_{\text{rel}} \vec{H} \quad (3.3)$$

Für den Luftraum gilt hierbei  $\mu_{\text{rel}} = 1$ , d. h.  $\mu = \mu_0$ .

Bei zeitlich veränderlichem Strom  $i(t)$  bildet sich ein zeitlich veränderliches magnetisches Feld  $\vec{h}(t)$  und eine zeitlich veränderliche magnetische Induktion  $\vec{b}(t)$  aus<sup>1)</sup>.

Für die Betrachtung der magnetischen Feldstärken und Induktionen an Leitungen kann man sich gewöhnlich auf den ebenen Fall beschränken, wodurch in den Gln. (3.1) und (3.2) die Komponente  $H_z$  entfällt. Außerdem ist vorausgesetzt, dass sich der Rückleiter unendlich weit vom Aufpunkt P entfernt befindet.

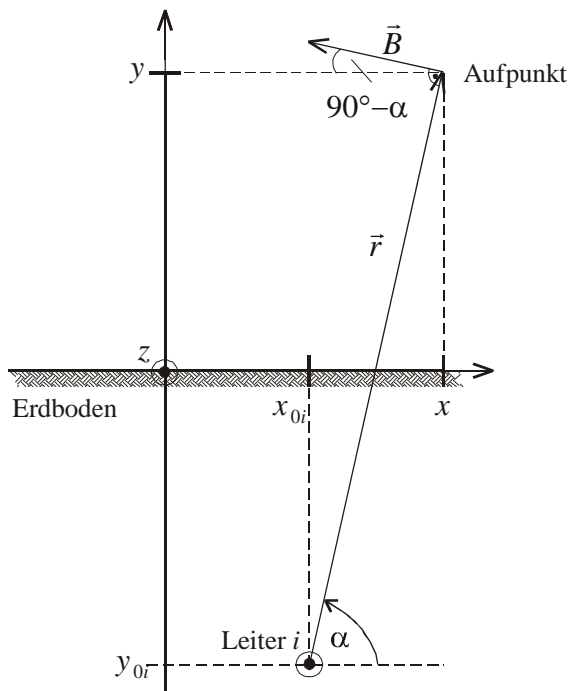
Die magnetische Feldstärke  $\vec{h}_i$  des langen stromdurchflossenen Leiters  $i$  am Ort  $(x_{0i}, y_{0i})$  im Raumpunkt  $(x, y)$  (siehe **Abbildung 3.1**) berechnet sich gemäß [12] zu:

$$\vec{h}_i(t) = \begin{bmatrix} h_{xi}(t) \\ h_{yi}(t) \end{bmatrix} = \frac{i_i(t)}{2\pi r_i} \begin{bmatrix} -\sin(\alpha) \\ \cos(\alpha) \end{bmatrix} = \frac{i_i(t)}{2\pi r_i^2} \begin{bmatrix} -(y - y_{0i}) \\ x - x_{0i} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

mit dem Abstand Leiter-Raumpunkt:

$$r_i = \sqrt{(x - x_{0i})^2 + (y - y_{0i})^2} \quad (3.5)$$

<sup>1)</sup> Für zeitlich veränderliche Größen werden im Folgenden kleine Buchstaben verwendet.



**Abbildung 3.1** Magnetische Induktion im Aufpunkt (x, y) eines stromdurchflossenen Leiters  $i$  am Ort  $(x_{0i}, y_{0i})$  und Abmessungen Kabel-Aufpunkt

Für die zeitlichen Änderungen der Vektorbeträge ergibt sich:

$$|\vec{h}_i(t)| = \sqrt{h_{xi}^2(t) + h_{yi}^2(t)} = \frac{i_i(t)}{2\pi \cdot r_i} \quad (3.6)$$

und:

$$|\vec{b}_i(t)| = \sqrt{b_{xi}^2(t) + b_{yi}^2(t)} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{i_i(t)}{r_i} \quad (3.7)$$

Ist der Strom einfrequenz sinusförmig, so kann er auch durch einen umlaufenden Zeiger beschrieben werden:

$$i_i(t) = \hat{i}_i \cdot \cos(\omega_0 t + \varphi_i) = \sqrt{2} I_i \cos(\omega_0 t + \varphi_i) \quad (3.8)$$

Entsprechend können auch die Komponenten  $b_{xi}$  und  $b_{yi}$  als Zeiger dargestellt werden:

$$\underline{\hat{b}}_{xi} = \hat{b}_{xi} e^{j(\omega_0 t + \varphi_i)} \quad (3.9)$$

$$\underline{\hat{b}}_{yi} = \hat{b}_{yi} e^{j(\omega_0 t + \varphi_i)} \quad (3.10)$$

Unter Verwendung von Effektivwertzeigern ergibt sich:

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{\hat{I}}_i}{\sqrt{2} e^{j\omega_0 t}} = I_i e^{j\varphi_i} \quad (3.11)$$

und analog:

$$\underline{B}_{xi} = -\frac{\mu_0}{2\pi} I_i \frac{\sin(\alpha)}{r_i} = B_{xi} e^{j\varphi_i} \quad (3.12)$$

$$\underline{B}_{yi} = \frac{\mu_0}{2\pi} I_i \frac{\cos(\alpha)}{r_i} = B_{yi} e^{j\varphi_i} \quad (3.13)$$

Aus den Beträgen von  $\underline{B}_{xi}$  und  $\underline{B}_{yi}$  wird die sogenannte Ersatzflussdichte gemäß 26. BImSchV (siehe [1], [2], [13] und [14]), die auch als Effektivwert des Vektors  $\vec{b}_i(t)$  aufgefasst werden kann, wie folgt gebildet:

$$B_{ers,i} = \sqrt{B_{xi}^2 + B_{yi}^2} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I_i}{r_i} \quad (3.14)$$

Gl. (3.14) lässt sich mit  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs/Am}$  in die praktisch leicht zu handhabende zugeschnittene Größenwertgleichung überführen:

$$B_{ers,i} / \mu\text{T} = 0,2 \frac{I_i / \text{A}}{r_i / \text{m}} \quad (3.15)$$

### 3.2 Magnetfeld eines symmetrisch belasteten Drehstromsystems

Die Betrachtung einer Mehrleiteranordnung schließt im Gegensatz zu Abschnitt 3.1 alle Rückleiter (z. B. vierter Leiter bei Drehstrom-Kabeln, Kabelschirme) in die Betrachtung mit ein.

Jeder Strom  $i_i(t)$  verursacht einen Induktionsvektor  $\vec{b}_i(t)$  mit den Komponenten  $\vec{b}_{xi}(t)$  und  $\vec{b}_{yi}(t)$ . Bei Betrachtung von einrequenten sinusförmigen Strömen lassen sich diese Komponenten als Zeigergrößen entsprechend Gl. (3.12) und (3.13) beschreiben und wegen der Linearität des betrachteten Systems überlagern. Die Summation aller x- und y-Komponenten erfolgt zweckmäßigerweise in der komplexen Ebene:

$$\underline{B}_x = B_x e^{j\varphi_x} = \sum B_{xi} e^{j\varphi_i} = -\frac{\mu_0}{2\pi} \sum I_i \frac{\sin(\alpha_i)}{r_i} e^{j\varphi_i} = -\frac{\mu_0}{2\pi} \sum I_i \frac{(y - y_{0i})}{r_i^2} e^{j\varphi_i} \quad (3.16)$$

$$\underline{B}_y = B_y e^{j\varphi_y} = \sum B_{yi} e^{j\varphi_i} = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum I_i \frac{\cos(\alpha_i)}{r_i} e^{j\varphi_i} = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum I_i \frac{(x - x_{0i})}{r_i^2} e^{j\varphi_i} \quad (3.17)$$

Hieraus lässt sich die Ersatzflussdichte gemäß 26. BImSchV [1] (Effektivwert) berechnen. Diese ergibt sich in Analogie zu Gl. (3.14) zu:

$$B_{ers} = \sqrt{B_x^2 + B_y^2} \quad (3.18)$$

Für die Ströme eines Drehstromsystems gilt bei symmetrischer Belastung:



$$\underline{I}_1 = \underline{I} = I e^{j\varphi} \quad (3.19)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{a}^2 \underline{I} \quad (3.20)$$

$$\underline{I}_3 = \underline{a} \underline{I} \quad (3.21)$$

Die Stromsumme ist in jedem Zeitpunkt Null. Erdströme oder Ströme in den Rückleitern treten nicht auf. Die resultierenden Zeiger für die x- und y-Komponenten berechnen sich nach den Gl. (3.16) und (3.17) zu:

$$\underline{B}_x = -\frac{\mu_0}{2\pi} I \left( \frac{\sin(\alpha_1)}{r_1} + \underline{a}^2 \frac{\sin(\alpha_2)}{r_2} + \underline{a} \frac{\sin(\alpha_3)}{r_3} \right) e^{j\varphi} \quad (3.22)$$

$$\underline{B}_y = \frac{\mu_0}{2\pi} I \left( \frac{\cos(\alpha_1)}{r_1} + \underline{a}^2 \frac{\cos(\alpha_2)}{r_2} + \underline{a} \frac{\cos(\alpha_3)}{r_3} \right) e^{j\varphi} \quad (3.23)$$

und für die Beträge ergibt sich:

$$B_x = \frac{\mu_0}{2\pi} I \left| \frac{\sin(\alpha_1)}{r_1} + \underline{a}^2 \frac{\sin(\alpha_2)}{r_2} + \underline{a} \frac{\sin(\alpha_3)}{r_3} \right| \quad (3.24)$$

$$B_y = \frac{\mu_0}{2\pi} I \left| \frac{\cos(\alpha_1)}{r_1} + \underline{a}^2 \frac{\cos(\alpha_2)}{r_2} + \underline{a} \frac{\cos(\alpha_3)}{r_3} \right| \quad (3.25)$$

Es ist ersichtlich, dass die Beträge  $B_x$  und  $B_y$  nicht von der Phasenlage der Ströme abhängen. Sie hängen nur noch von der Geometrie ab. Es lässt sich mathematisch zeigen, dass bei symmetrischer Belastung die Reihenfolge der Phasen keinen Einfluss auf die Beträge hat.

### 3.3 Magnetfeld bei Gleichstrom

Für die Berechnung der Magnetfelder der HGÜ können die Gleichungen (3.16), (3.17) und (3.18) herangezogen werden. Hierbei wird anstatt des Effektivwertes des Wechselstromes der Betrag des Gleichstroms verwendet. Weiterhin werden für die Phasenlagen der Hinleiter jeweils  $0^\circ$  und für die der Rückleiter jeweils  $180^\circ$  eingesetzt.

### 3.4 Berechnungsergebnisse

Die Berechnung der magnetischen Felder gemäß der Abschnitte 3.2 und 3.3 wurde für drei verschiedene Mastbilder der Drehstrom-Freileitung sowie für jeweils drei

verschiedene Grabenprofile für die Drehstrom- und die HGÜ-Erdkabel durchgeführt. Die Abmessungen der Anordnungen wurden so gewählt, dass mit ihnen die grundsätzlichen Zusammenhänge und der Einfluss der Geometrie gezeigt werden können. Die entsprechenden Mastbilder und Grabenprofile wurden mit dem Auftraggeber und im projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt und können zusammen mit den gewählten Abmessungen dem Anhang dieses Berichts entnommen werden.

Wie Gl. (3.14) zu entnehmen ist, ist die Größe der magnetischen Flussdichte vom Abstand zu den stromführenden Leitern abhängig. Als maßgebende Aufpunkte werden die in der Durchführungsbestimmung zur 26. BimSchV [2] angegebenen Höhen über der EOK benutzt. Um die Werte vergleichbar zu machen, werden sowohl die auftretenden magnetischen Felder für die Freileitung als auch für die Kabel für beide Aufpunkte berechnet und in **Tabelle 3.2** vergleichend gegenübergestellt. Bei Freileitungen ist wie schon bei der Berechnung der elektrischen Felder zu beachten, dass die höchsten Felder aufgrund des Seildurchhanges in der Mitte eines Spannungsfeldes auftreten. Auch hier werden wieder sowohl der Mindestabstand zur EOK von 7,80 m als auch ein durchschnittlicher Abstand von 12 m zur EOK berücksichtigt. Demgegenüber sind die magnetischen Felder der Kabel entlang der Trasse aufgrund der nahezu gleichbleibenden Legetiefe und Kabelabstände als konstant anzusehen.

Wie Gl. (3.14) ebenfalls entnommen werden kann, ist die Höhe der auftretenden magnetischen Flussdichte stromabhängig und ändert sich daher im Tagesverlauf entsprechend der Auslastung der Leitung. Für die Berechnung nach 26. BimSchV ist aus diesem Grund stets der bei maximaler Anlagenauslastung fließende Strom heranzuziehen. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurde in dieser Studie sowohl für die Kabel als auch für die Freileitung eine Belastung von 3000 MVA ( $2 \times 1500$  MVA) bei einer Übertragungsspannung von 380 kV angenommen. Hierdurch ergeben sich für die Freileitung Leiterströme von  $2 \times 2279$  A und für das Drehstrom-Kabel Ströme von  $4 \times 1139$  A. Für die Berechnung der Leiterströme der HGÜ wurde für eine Belastung von 3000 MW von einer Gleichspannung von  $\pm 320$  kV ausgegangen, wodurch sich für die Leiterströme Werte von  $8 \times 1172$  A (jeweils vier Hin- und Rückleiter) ergeben.

Da sich im (n-1)-Fall in der Regel höhere Leiterströme und damit höhere magnetische Gesamtinduktionen ergeben als im Normalbetrieb, wurde dieser Fall der Vollständigkeit halber ebenfalls bei den Berechnungen berücksichtigt. In Ermangelung konkreter Leistungsflussergebnisse wurde hierbei angenommen, dass die verbleibenden Übertragungssysteme eine pauschale Leistung von 75 % (2250 MVA) der vorherigen Belastung übertragen müssen. Hierbei wurde sowohl für die Freileitung als auch für die Kabel jeweils der Ausfall eines Stromkreises angenommen. Dies entspricht bei den Drehstrom-Kabeln dem Ausfall von zwei parallelen Kabelsystemen. Bei der HGÜ wurde für den (n-1)-Fall der Ausfall eines Teilkonver-

ters angenommen. Das betroffene System wird hierbei im sogenannten metallic-return-Betrieb mit halber Gleichspannung und bei unveränderten Leiterströmen weiterbetrieben (siehe Teil I). Hierdurch ergeben sich für diesen Fall näherungsweise die gleichen magnetischen Felder wie im Normalbetrieb. Die resultierenden Strombeträge können **Tabelle 3.1** entnommen werden.

**Tabelle 3.1** Beträge der Freileitungs- und Kabelströme für den Normalbetrieb und den (n-1)-Fall

Belastungsfall	Freileitung	Kabel	HGÜ
Normalbetrieb	2279 A	1139 A	1172 A
(n-1)-Fall	3418 A	1709 A	1172 A

Im Folgenden werden die Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion entsprechend Gl. (3.18) graphisch dargestellt und die Maximalwerte angegeben. Abkürzend wird im Text hierfür auch der Begriff magnetische Induktion verwendet.

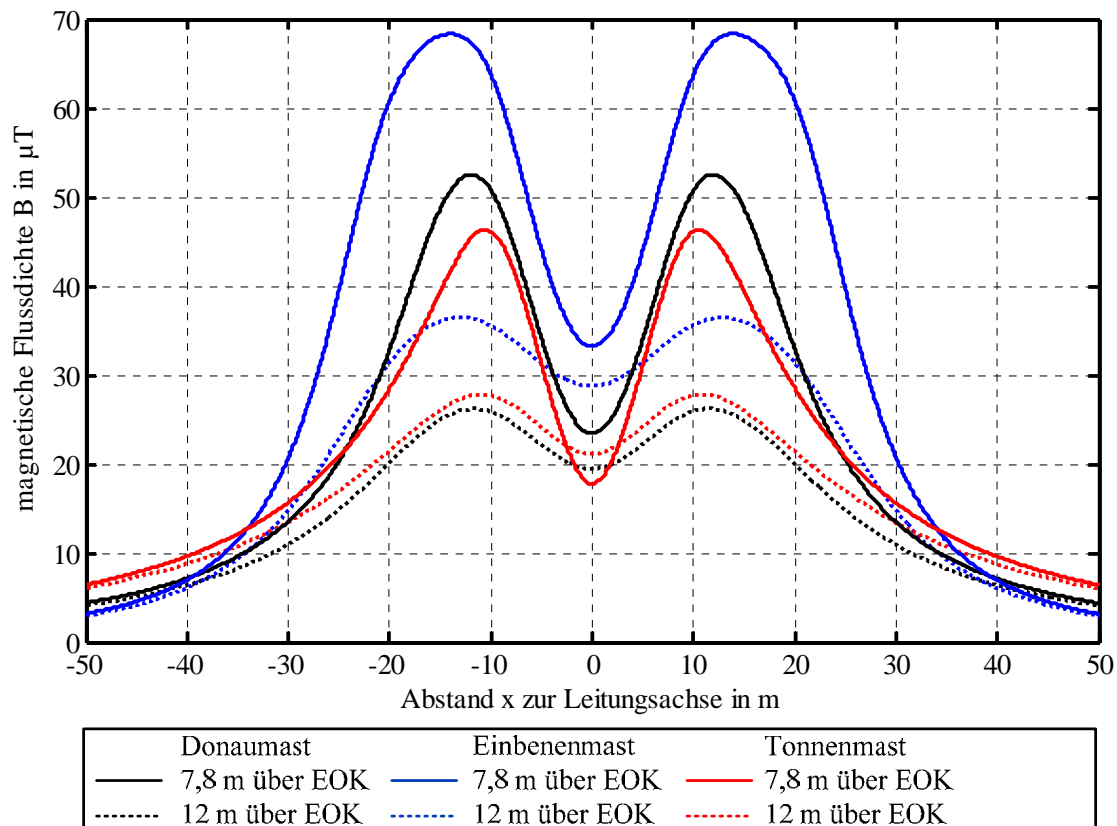
### 3.4.1 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im Normalbetrieb

**Abbildung 3.2** zeigt die Beträge der magnetischen Gesamtinduktion abhängig vom seitlichen Abstand zur Leitungslängsachse in einer Höhe von 1,0 m über der EOK. Hierbei wurden für die drei gewählten Freileitungsmasttypen sowohl ein Bodenabstand der untersten Leiterseile von 7,8 m (Mindestabstand) als auch von 12,0 m (durchschnittlicher Abstand) berücksichtigt. In **Abbildung 3.3** und **Abbildung 3.4** sind für dieselben Höhen von 1,0 m über EOK die Beträge der magnetischen Gesamtinduktion für die Drehstrom- und HGÜ-Erdkabel jeweils für die drei unterschiedlichen Grabenprofile gezeigt.

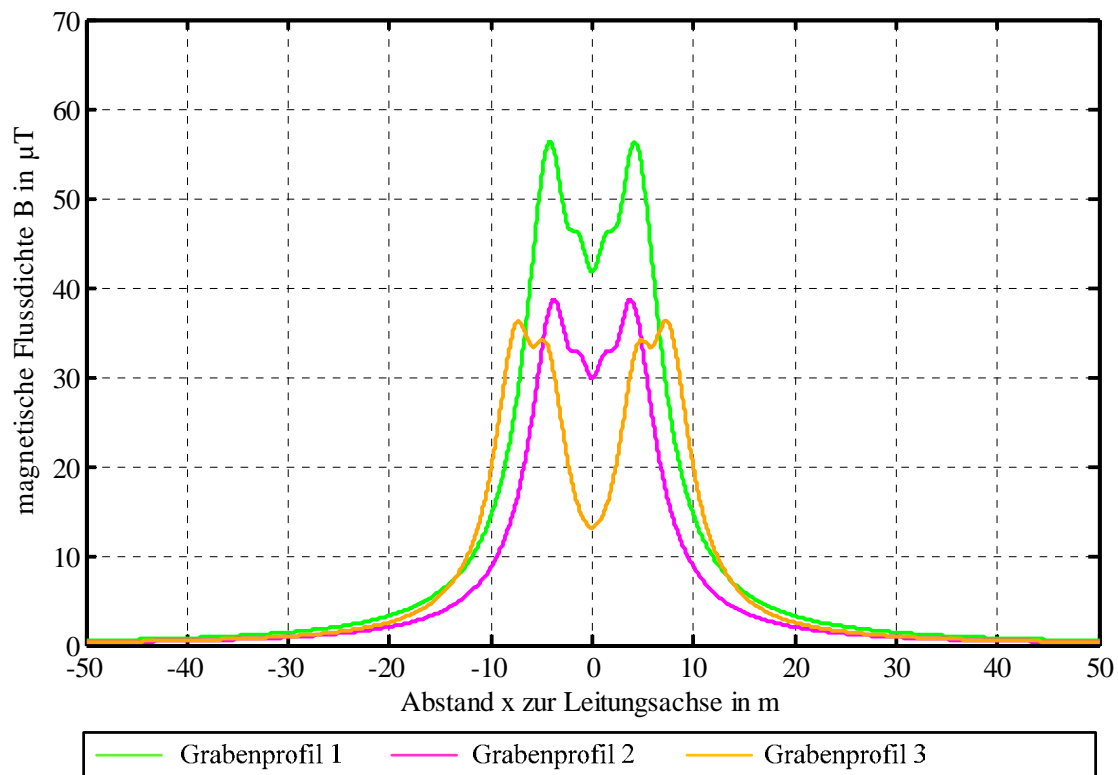
Es wird deutlich, dass alle untersuchten Systeme den gesetzlichen Grenzwert von 100  $\mu\text{T}$  für niederfrequente Felder einhalten. Bei der Freileitung hat der Leiterseildurchhang einen entscheidenden Einfluss auf die auftretende magnetische Flussdichte, da diese umgekehrt proportional mit dem Abstand zum Aufpunkt abnimmt. Durch die Einhaltung eines durchschnittlichen Bodenabstandes von 12,0 m kann die magnetische Induktion um 50 % gegenüber den beim Mindestabstand von 7,8 m auftretenden Werten reduziert werden. Der Vergleich mit den Drehstrom-Erdkabeln zeigt, dass die Maximalwerte der magnetischen Induktion in Abhängigkeit von der Geometrie und dem Seildurchhang in etwa in der gleichen Größenordnung liegen. Es ist jedoch erkennbar, dass aufgrund der etwas kompakteren Geometrie der Erdkabel die magnetische Induktion zu den Seiten hin schneller abfällt als bei der Freileitung. Die Maximalwerte der magnetischen Induktion bei den HGÜ-Erdkabeln liegen etwas unter denen der Drehstrom-

Erdkabel. Bei der Bewertung muss jedoch stets beachtet werden, dass für statische Magnetfelder wesentlich höhere Grenzwerte (siehe Abschnitt 1.2) zugelassen werden.

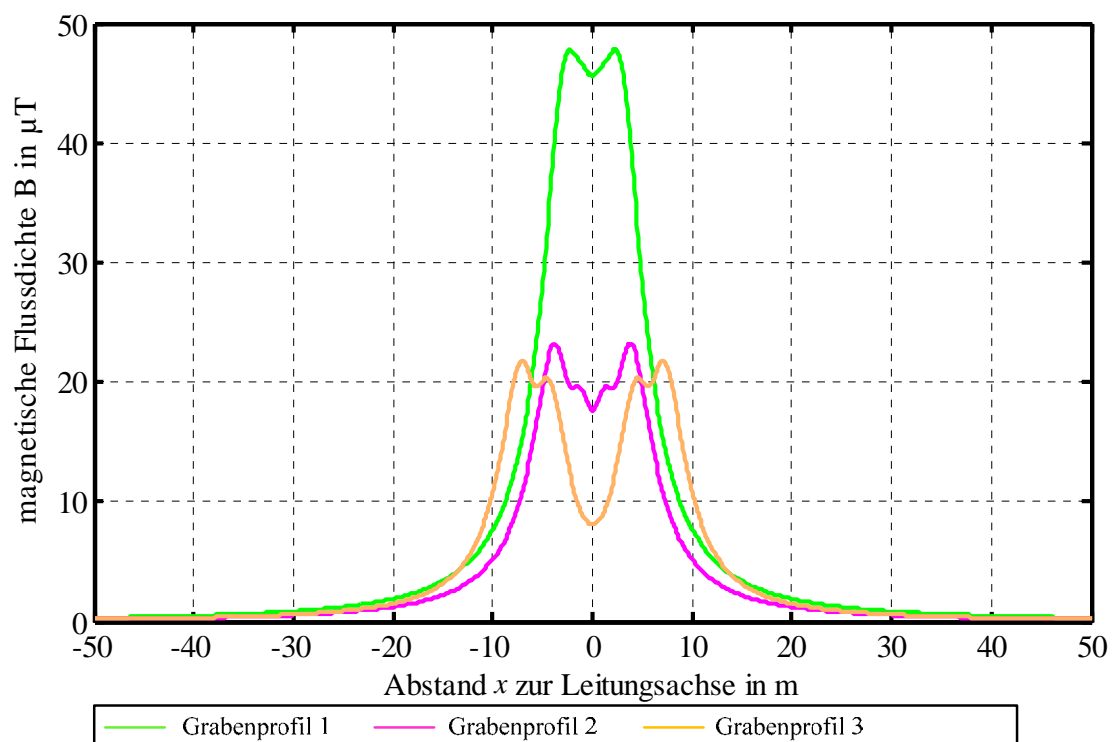
Vergleicht man die Freileitungsmastvarianten untereinander, so stellt man fest, dass die Maximalwerte der magnetischen Induktion von Donaumast und Tonnenmast in etwa gleich groß sind, wohingegen die magnetische Induktion des Einebenenmastes aufgrund des geringeren Abstandes der Leiterseile zum Erdboden deutlich größer ist. Bei den Erdkabelvarianten zeigt das Grabenprofil 1 die größte magnetische Induktion, da hier die Kabel den größten Abstand voneinander haben. Bei den anderen beiden Grabenprofilen ergeben sich aufgrund der gleichen Kabelmittenabstände nahezu die gleichen Beträge für die Maximalwerte der magnetischen Induktion, wobei die Variante 3 aufgrund des insgesamt etwas breiteren Kabelgrabens einen etwas breiteren Wirkungsbereich besitzt. Zur Minimierung der Magnetfelder sollten die Kabel daher möglichst dicht gelegt werden, was aus thermischer Sicht wiederum nachteilig ist. Hier ist dementsprechend ein Kompromiss zu finden.



**Abbildung 3.2** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 1,0$  m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)

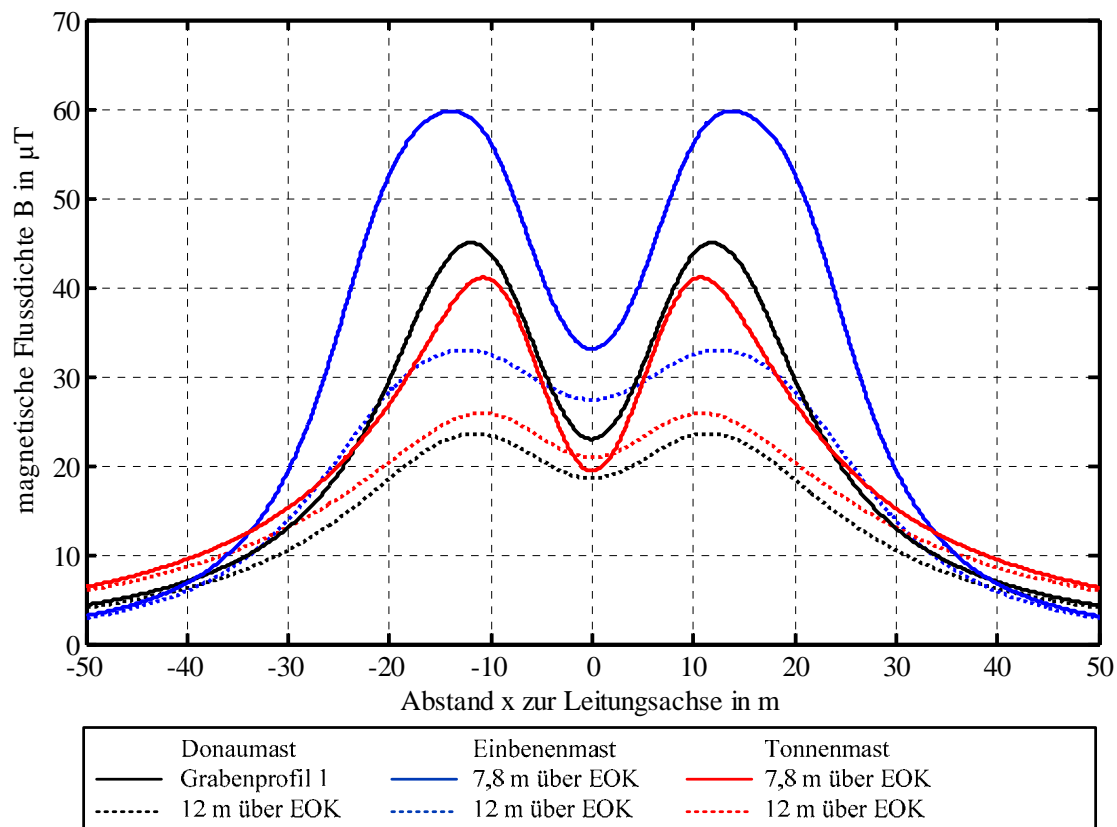


**Abbildung 3.3** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 1,0$  m in Abhängigkeit von der  $x$ -Koordinate für die Drehstrom-Kabelgrabenprofile



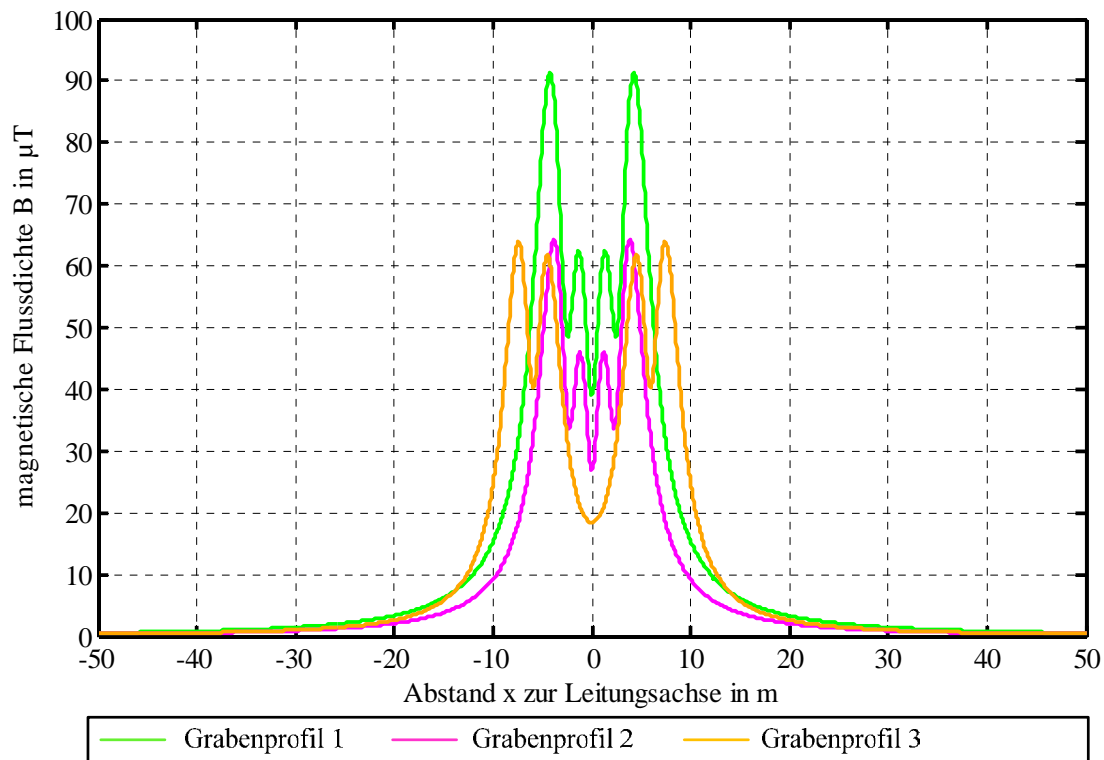
**Abbildung 3.4** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 1,0$  m in Abhängigkeit von der  $x$ -Koordinate für die HGÜ-Kabelgrabenprofile

In **Abbildung 3.5**, **Abbildung 3.6** und **Abbildung 3.7** sind die Beträge der magnetischen Gesamtinduktion für alle Varianten für einen Aufpunkt in einer Höhe von 0,2 m über der EOK gezeigt. Die Verläufe sind sehr ähnlich zu denen in 1,0 m Höhe über EOK, jedoch ergeben sich durch den geringeren Abstand zu den Kabeln eine höhere und durch den größeren Abstand zu den Leiterseilen eine niedrigere Gesamtinduktion für die Freileitung. Wie **Tabelle 3.2** entnommen werden kann, liegt die magnetische Gesamtinduktion auch für diesen Aufpunkt für alle Varianten unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 100  $\mu\text{T}$ .

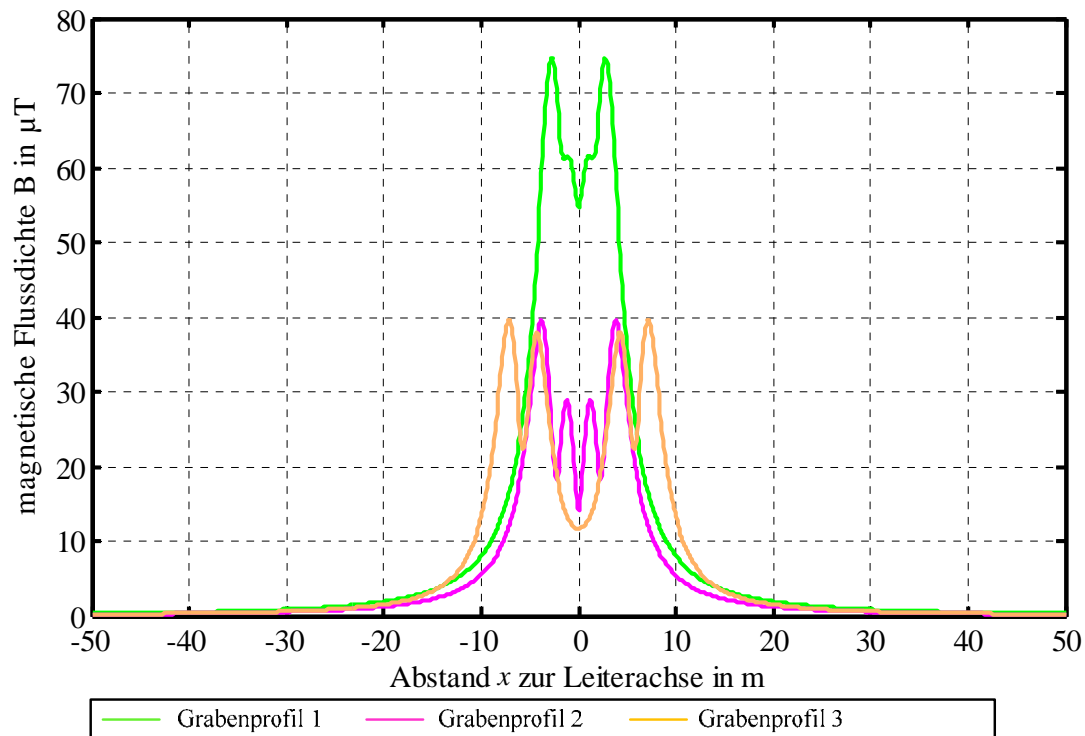


**Abbildung 3.5** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 0,2$  m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)





**Abbildung 3.6** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 0,2 \text{ m}$  in Abhängigkeit von der  $x$ -Koordinate für die Kabelgrabenprofile



**Abbildung 3.7** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 0,2 \text{ m}$  in Abhängigkeit von der  $x$ -Koordinate für die HGÜ-Kabelgrabenprofile

**Tabelle 3.2** Beträge der maximalen magnetischen Gesamtinduktion für den Normalbetrieb

Normalbetrieb	Leiterabstand zur EOK	0,2 m über EOK	1,0 m über EOK
Donaumast	7, 8 m (Mindestabstand)	44,97 $\mu\text{T}$	52,50 $\mu\text{T}$
	12 m (Durchschnitt)	23,58 $\mu\text{T}$	26, 20 $\mu\text{T}$
Tonnenmast	7, 8 m (Mindestabstand)	41,08 $\mu\text{T}$	46,30 $\mu\text{T}$
	12 m (Durchschnitt)	25,86 $\mu\text{T}$	27,81 $\mu\text{T}$
Einebenenmast	7, 8 m (Mindestabstand)	59,74 $\mu\text{T}$	68,33 $\mu\text{T}$
	12 m (Durchschnitt)	32,96 $\mu\text{T}$	36,46 $\mu\text{T}$
Kabel Variante 1	1,5 m Legetiefe	91,33 $\mu\text{T}$	56,32 $\mu\text{T}$
Kabel Variante 2	1,5 m Legetiefe	64,14 $\mu\text{T}$	38,60 $\mu\text{T}$
Kabel Variante 3	1,5 m Legetiefe	63,93 $\mu\text{T}$	36,25 $\mu\text{T}$
HGÜ Variante 1 <sup>1)</sup>	1,5 m Legetiefe	74,71 $\mu\text{T}$	47,81 $\mu\text{T}$
HGÜ Variante 2 <sup>1)</sup>	1,5 m Legetiefe	39,57 $\mu\text{T}$	23,24 $\mu\text{T}$
HGÜ Variante 3 <sup>1)</sup>	1,5 m Legetiefe	39,48 $\mu\text{T}$	21,81 $\mu\text{T}$

### 3.4.2 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im (n-1)-Fall

Für den (n-1)-Fall wurde angenommen, dass die verbleibenden Systeme eine Leistung von 75 % der Nennleistung übertragen müssen. Hierdurch ergeben sich deutlich höhere Ströme und demzufolge auch eine höhere magnetische Flussdichte.

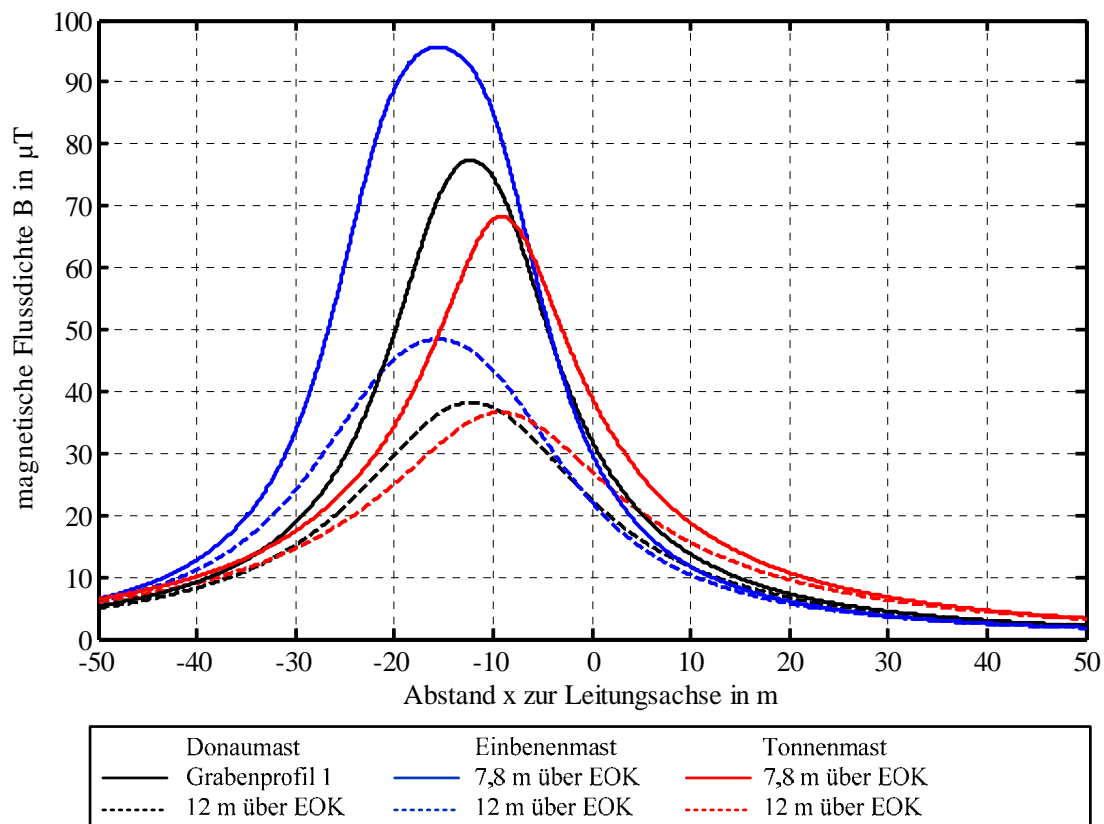
Für die Freileitung wurde der Ausfall des rechten Stromkreises angenommen, wodurch sich nun nur noch ein Maximum links der Leitungsmitte zeigt. Wie **Abbildung 3.8** und **Abbildung 3.10** entnommen werden kann, ergibt sich auch im (n-1)-Fall für den Einebenenmast die höchste magnetische Induktion. Diese liegt jedoch sowohl für einen Aufpunkt in 1,0 m als auch in 0,2 m Höhe über EOK sowie auch für den minimal zulässigen Bodenabstand unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes für Dauerexposition.

Auch bei den Betrachtungen zum Erdkabel wurde der Ausfall eines Stromkreises angenommen. Dies entspricht dem Ausfall der beiden rechten Kabelsysteme. Wie **Abbildung 3.9** und **Abbildung 3.11** zeigen, liegt die maximale magnetische Induktion im (n-1)-Fall für einen Aufpunkt in 1,0 m Höhe unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes. Für den für Kabel relevanten Aufpunkt in 0,2 m Höhe liegen die Maximalwerte für die Grabenprofile 2 und 3 im Bereich von etwa 100  $\mu\text{T}$ , beim Grabenprofil 1 wird der gesetzliche Grenzwert um etwa 40  $\mu\text{T}$  überschritten.

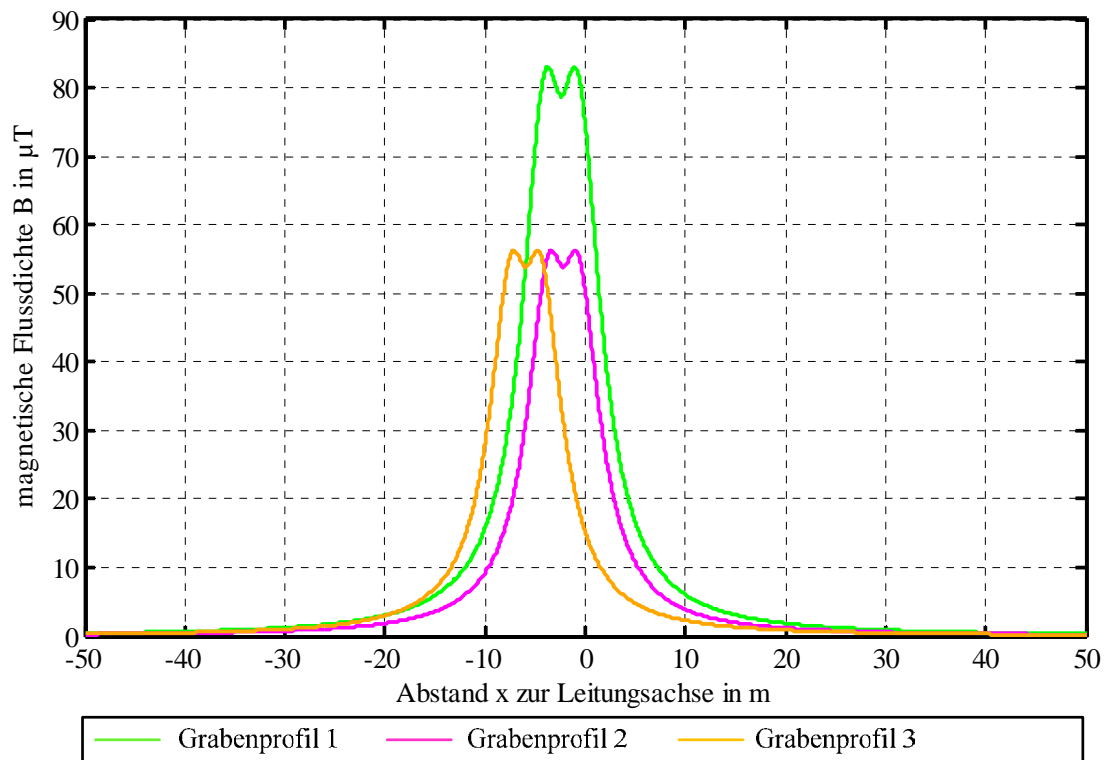
Bei den HGÜ-Varianten ändern sich, wie in Abschnitt 3.4 dargestellt, im (n-1)-Fall die Ströme nicht. Deshalb treten hier die gleichen magnetischen Felder wie im Normalbetrieb auf (siehe **Abbildung 3.4** und **Abbildung 3.7**).

<sup>1)</sup> Gleichfeld

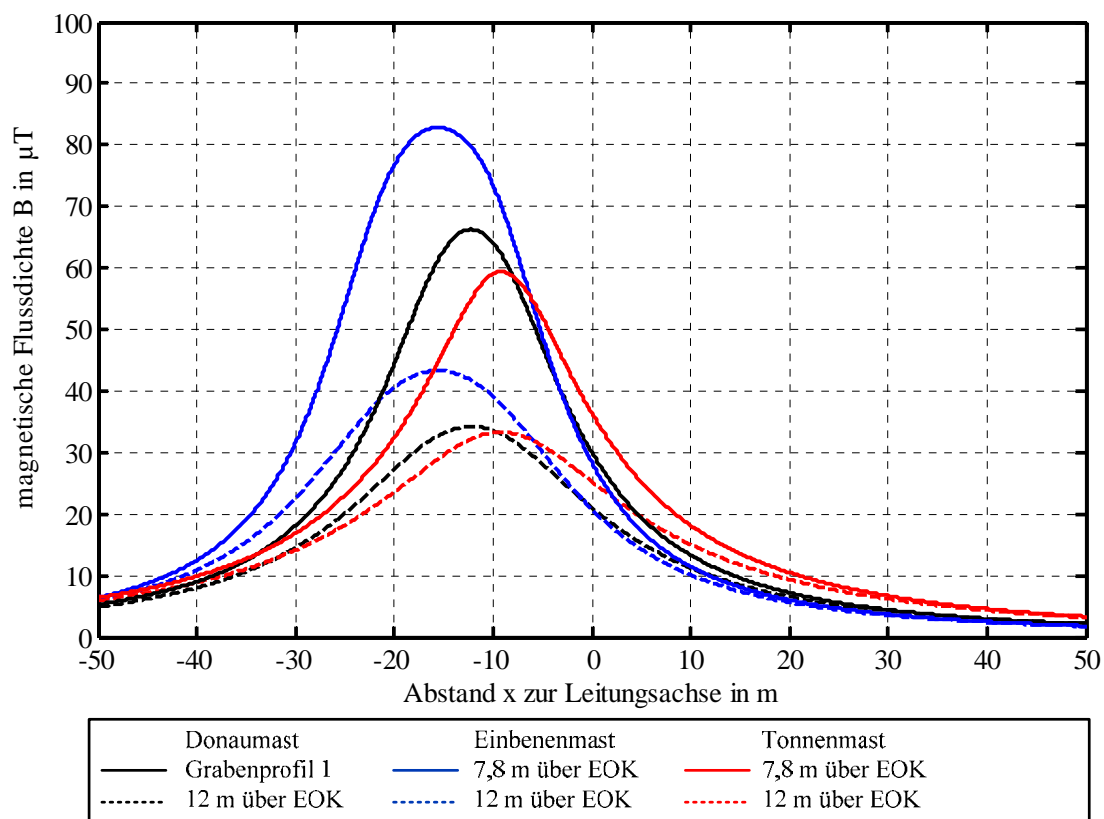
Die Ergebnisse der Berechnungen für den (n-1)-Fall können **Tabelle 3.3** entnommen werden.



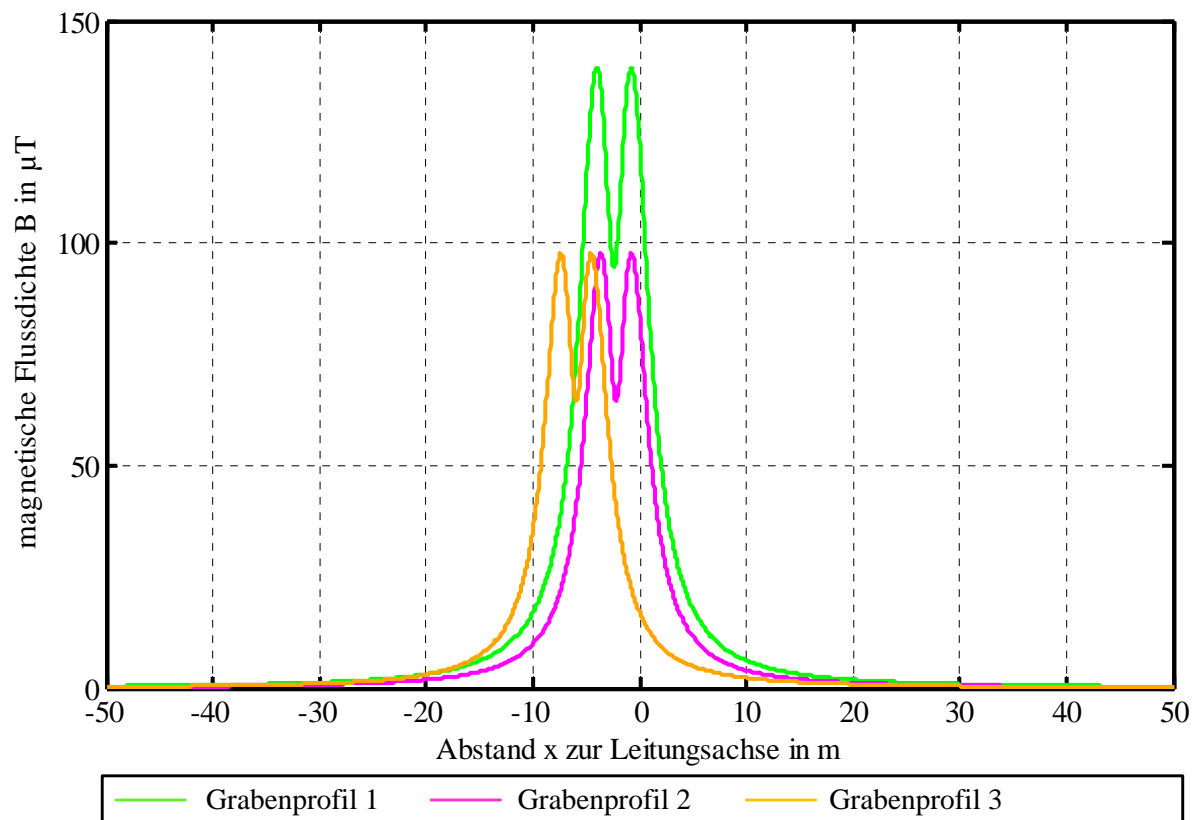
**Abbildung 3.8** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 1,0$  m in Abhängigkeit von der  $x$ -Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)



**Abbildung 3.9** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 1,0$  m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Kabelgrabenprofile



**Abbildung 3.10** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y = 0,2$  m in Abhängigkeit von der  $x$ -Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)



**Abbildung 3.11** Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe  $y=0,2$  m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Kabelgrabenprofile

**Tabelle 3.3** Beträge der maximalen magnetischen Gesamtinduktion für den (n-1)-Fall

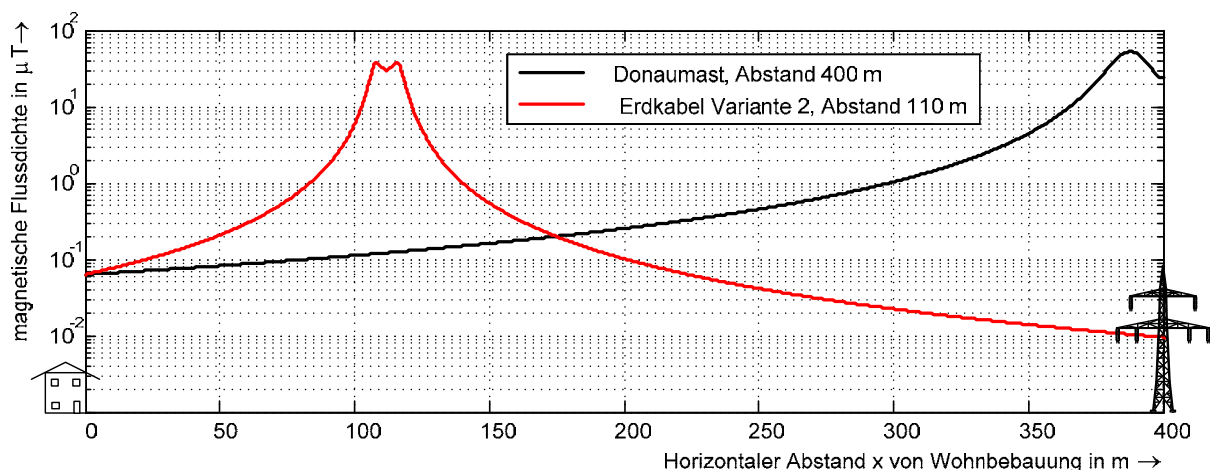
(n-1)-Fall	Leiterabstand zur EOK	0,2 m über EOK	1,0 m über EOK
Donaumast	7, 8 m (Mindestabstand)	66,27 $\mu\text{T}$	77,41 $\mu\text{T}$
	12 m (Durchschnitt)	34,24 $\mu\text{T}$	38,20 $\mu\text{T}$
Tonnenmast	7, 8 m (Mindestabstand)	59,42 $\mu\text{T}$	68,34 $\mu\text{T}$
	12 m (Durchschnitt)	33,29 $\mu\text{T}$	36,61 $\mu\text{T}$
Einebenenmast	7, 8 m (Mindestabstand)	82,86 $\mu\text{T}$	95,71 $\mu\text{T}$
	12 m (Durchschnitt)	43,30 $\mu\text{T}$	48,41 $\mu\text{T}$
Kabel Variante 1	1,5 m Legetiefe	139,50 $\mu\text{T}$	83,08 $\mu\text{T}$
Kabel Variante 2	1,5 m Legetiefe	97,74 $\mu\text{T}$	56,27 $\mu\text{T}$
Kabel Variante 3	1,5 m Legetiefe	97,74 $\mu\text{T}$	56,27 $\mu\text{T}$
HGÜ Variante 1 <sup>1)</sup>	1,5 m Legetiefe	74,71 $\mu\text{T}$	47,81 $\mu\text{T}$
HGÜ Variante 2 <sup>1)</sup>	1,5 m Legetiefe	39,57 $\mu\text{T}$	23,24 $\mu\text{T}$
HGÜ Variante 3 <sup>1)</sup>	1,5 m Legetiefe	39,48 $\mu\text{T}$	21,81 $\mu\text{T}$

<sup>1)</sup> Gleichfeld



### 3.4.3 Magnetische Felder im Normalbetrieb in großem Abstand zur Leitung

Die vorangegangenen Betrachtungen haben sich auf den Nahbereich der Übertragungsleitungen beschränkt. Da der gesetzliche Grenzwert von  $100 \mu\text{T}$  für niederfrequente Magnetfelder nur für Gebäude und Grundstücke gilt, die für den dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, ist auch die Feldwirkung von Freileitungen und Kabeln für die im ENLAG [9] genannten Vorsorgeabstände von 200 bzw. 400 m einer Freileitung zur geschlossenen Wohnbebauung untersucht worden. Wie **Abbildung 3.12** zeigt, liegt die magnetische Gesamtinduktion einer Freileitung für einen Aufpunkt in 1,0 m Höhe über der EOK in einem Abstand von 100 m unter  $1 \mu\text{T}$ . Im Abstand von 400 m liegt der Betrag der magnetischen Induktion der Freileitung im Bereich von etwa  $5,5 \text{ nT}$ . Dies entspricht etwa 5,5 Promille des gesetzlichen Grenzwertes. Ein Erdkabel mit dem Grabenprofil 2 könnte aufgrund des steileren Abfalls der magnetischen Feldstärke näher an die Wohnbebauung (etwa 110 m) herangebaut werden, um die gleiche magnetische Exposition zu erreichen.



**Abbildung 3.12** Beträge der Effektivwertvektoren der maximalen magnetischen Gesamtinduktion in halblogarithmischer Darstellung in der Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK in Abhängigkeit vom horizontalen Abstand  $x$  zur Freileitung

### 3.4.4 Maßnahmen zur Reduktion magnetischer Felder

Den gezeigten Berechnungsbeispielen kann entnommen werden, dass auch bei einem angenommenen dauerhaften Aufenthalt von Menschen im Nahbereich der Leitungen zur Einhaltung der gesetzlichen Forderungen mit nur einer Ausnahme (vgl. **Tabelle 3.3**) keine Maßnahmen zur Reduktion magnetischer Felder erforderlich sind, da die durch die 26. BImSchV geforderten Grenzwerte nicht überschritten werden.

Ist eine Reduktion der magnetischen Gesamtinduktion erforderlich, so kann dies bei Freileitungen durch eine Erhöhung der Abstände zu den Leiterseilen, z. B. durch die Reduktion des Seildurchhanges oder höhere Masten erreicht werden. Bei Erdkabeln kann dies durch eine Erhöhung der Verlegetiefe oder eine Verringerung der Kabelmittenabstände erreicht werden. Wie in Teil II beschrieben, führt dies jedoch durch die hiermit verbundene schlechtere Wärmeabfuhr zu einer Reduzierung der maximalen Übertragungsleistung.

Bei Drehstrom-Kabelanlagen sind auch weitere technische Maßnahmen denkbar. In [15] und [16] werden z. B. Methoden vorgestellt, bei denen die magnetischen Felder von Kabeln durch sogenannte Kompensationsleiter oberhalb jeder Phase oder die Verlegung in magnetisch hochpermeablen Stahlrohren reduziert werden können. Hierbei entstehen allerdings neben zusätzlichen Verlusten auch Mehrkosten bei der Errichtung der Kabelanlage. Die Verlegung in Stahlrohren hat auch eine Verschlechterung der Wärmeabfuhr und damit eine Verringerung der maximalen Übertragungsleistung zur Folge.

### 3.4.5 Zusammenfassung der Magnetfeld-Berechnungen

In **Tabelle 3.4** sind für die untersuchten Freileitungsmaste und Kabelanordnungen die für eine Leistungsübertragung von 3000 MVA bzw. 3000 MW berechneten maximalen Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Flussdichte für die nach 26. BImSchV [1] maßgeblichen Aufpunkte dargestellt. Hierbei werden neben den Maximalwerten auch die Werte für die Vorsorgeabstände nach ENLAG [9] angegeben.

**Tabelle 3.4** Zusammenfassende Darstellung der magnetischen Gesamtinduktion in  $\mu\text{T}$  für die nach 26. BImSchV maßgeblichen Höhen über EOK für verschiedene Abstände zur Leitungsachse bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA bzw. 3000 MW

Leitungstyp	Leiterabstand zur EOK	Normalbetrieb			(n-1)-Betrieb		
		max <sup>1)</sup>	200 m	400 m	max <sup>1)</sup>	200 m	400 m
Donaumast	7,8 m (Mindestabst.)	52,50	0,25	0,06	77,41	0,24	0,06
	12 m (Durchschnitt)	26,20	0,2	0,06	38,20	0,24	0,06
Tonnenmast	7,8 m (Mindestabst.)	46,30	0,43	0,11	68,34	0,36	0,09
	12 m (Durchschnitt)	27,81	0,43	0,11	36,61	0,35	0,08
Einebenenmast	7,8 m (Mindestabst.)	68,33	0,04	0,005	95,71	0,23	0,05
	12 m (Durchschnitt)	36,46	0,04	0,005	48,41	0,23	0,05
Kabel Variante 1	1,5 m Legetiefe	91,33	0,03	0,007	139,5	0,01	0,004
Kabel Variante 2	1,5 m Legetiefe	64,14	0,02	0,005	97,74	0,02	0,006
Kabel Variante 3	1,5 m Legetiefe	63,93	0,02	0,005	97,74	0,02	0,004
HGÜ Variante 1 <sup>2)</sup>	1,5 m Legetiefe	74,71	0,02	0,005	74,71	0,02	0,005
HGÜ Variante 2 <sup>2)</sup>	1,5 m Legetiefe	39,57	0,01	0,003	39,57	0,01	0,003
HGÜ Variante 3 <sup>2)</sup>	1,5 m Legetiefe	39,48	0,01	0,003	39,48	0,01	0,003

Für alle Berechnungsfälle liegen die Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion im Normalbetrieb erheblich unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von  $100 \mu\text{T}$  für niederfrequente magnetische Felder. Auch im (n-1)-Fall wird der Grenzwert für die untersuchten Anordnungen mit einer Ausnahme nicht überschritten. Lediglich bei den Drehstrom-Kabeln mit dem Grabenprofil 1 wird im (n-1)-Fall aufgrund der großen Kabelmittenabstände der Grenzwert von  $100 \mu\text{T}$  überschritten. Im Vergleich von Drehstrom-Freileitung zum Drehstrom-Kabel wird deutlich, dass die Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion bei den Freileitungen kleiner sind als bei den Kabeln. Auf der anderen Seite nimmt die maximale magnetische Gesamtinduktion der Drehstrom-Kabel für größere Abstände schneller ab und liegt ab einem seitlichen Abstand von ca. 6,50 m unterhalb der bei einer Freileitung auftretenden Werte. Für die ENLAG-Vorsorgeabstände von 200 bzw. 400 m liegt damit die maximale magnetische Gesamtinduktion sowohl für Freileitungen ( $0,25 \mu\text{T}$  bzw.  $5,5 \text{ nT}$ ) als auch für Kabel ( $0,02 \mu\text{T}$  bzw.  $0,5 \text{ nT}$ ) weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von  $100 \mu\text{T}$ . Insgesamt liegen die auftretenden magnetischen Gesamtinduktionen für so große

<sup>1)</sup> Maximalwert des Betrages der auftretenden magnetischen Gesamtinduktion

<sup>2)</sup> Gleichfeld

Abstände zur Leitungsachse im Bereich der bei Haushaltgeräten in 0,3-1,0 m Abstand auftretenden Werte (siehe **Tabelle 3.5**).

**Tabelle 3.5** Magnetische Induktion von typischen Haushaltsgeräten in  $\mu\text{T}$  [10]

Gerät	in 3 cm Abstand	in 30 cm Abstand	in 1,0 m Abstand
Elektroherd	1-50	0,15-8	0,01-0,04
Kühlschrank	0,5-2	0,01-0,3	0,01-0,04
Kaffeemaschine	1-10	0,1-0,2	0,01-0,04
Handmixer	60-700	0,6-10	0,02-0,25
Toaster	7,20	0,06-1	0,01-0,02
Haarfön	6-2000	0,1-7	0,01-0,3
Elektorasierer	15-1500	0,08-9	0,01-0,3
Bohrmaschine	400-800	2-3,5	0,08-0,2
Elektrosäge	250-1000	1-25	0,01-1
Staubsauger	200-800	2-20	0,1-2
Waschmaschine	0,08-50	0,15-3	0,01,015
Wäschetrockner	0,3-8	0,1-2	0,02-0,1
Bügeleisen	8-30	0,1-0,3	0,01-0,03
Radiowecker	3-60	0,1-1	0,01-0,02
elek. Heizdecke	bis 30	-	-
Fernseher	2,5-50	0,04-2	0,01-0,15
elek. Fußbodenheizung	-	0,1-8	-
elek. Heizofen	10-180	0,15-5	0,01-0,25

Die magnetische Induktion der HGÜ-Erdkabel liegt betragsmäßig deutlich unterhalb der bei Drehstrom-Erdkabeln auftretenden Werte. Bei der Bewertung der drei HGÜ-Varianten ist allerdings zu beachten, dass hier nicht der Grenzwert für niederfrequente magnetische Felder angewendet werden darf (siehe auch Abschnitt 1.2). Geht man von den in [3] und [4] genannten Vorsorgewerten von 200 bzw. 21,22 mT aus, erreichen die bei der HGÜ auftretenden magnetischen Flussdichten nur einen Bruchteil dieser Werte.

## 4 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Teilbericht wurden die elektrischen und magnetischen Felder für verschiedene typische Freileitungs-Mastbilder und verschiedene typische Grabenprofile für Drehstrom- und HGÜ-Erdkabel (siehe Anlage) berechnet. Hiermit sollen zum einen die Größe der typischerweise maximal auftretenden elektrischen und magnetischen Felder dargestellt werden und zum anderen auch die grundsätzlichen Zusammenhänge gezeigt werden, die sich aus unterschiedlichen geometrischen Anordnungen der Leiter ergeben.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei allen untersuchten Übertragungssystemen durch eine geeignete Wahl der geometrischen Anordnung der Leiter untereinander und zum Erdboden die bestehenden gesetzlichen Grenzwerte der 26. BImSchV für die elektrischen und magnetischen Felder auch im direkten Nahbereich und bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung im Normalbetrieb und im (n-1)-Fall eingehalten werden.

Bei Freileitungen treten die höchsten elektrischen und magnetischen Felder am Ort des maximalen Leiterseildurchhanges und damit am Ort des geringsten Bodenabstandes auf, welcher in der Regel in der Spannfeldmitte liegt. In Richtung der Aufhängepunkte der Leiterseile an den Masten verringern sich die Felder aufgrund des größer werdenden Bodenabstandes. Somit ist bei Freileitungen ein besonderes Augenmerk auf die geeignete Wahl des Bodenabstandes in der Spannfeldmitte zu legen, da hier für den Mindestabstand von 7,80 m sowohl bei der Nennspannung von 380 kV als auch bei höchster zulässiger Dauerbetriebsspannung von 420 kV der Grenzwert der elektrischen Feldstärke im Nahbereich der Leitung überschritten wird. Für einen durchschnittlich eingestellten Bodenabstand der Leiterseile von 12,0 m wird dagegen der gemäß 26. BImSchV maßgebliche Grenzwert von 5 kV/m auch bei höchster zulässiger Betriebsspannung mit Ausnahme des Tonnenmastes eingehalten. Die magnetische Gesamtinduktion liegt für alle betrachteten Mastbilder bei der hier angenommenen Leistungsübertragung von 3000 MVA sowohl für den Mindestabstand von 7,80 m als auch für den durchschnittlichen Abstand von 12,0 m deutlich unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 100  $\mu$ T für niederfrequente Magnetfelder. Sowohl die elektrischen als auch die magnetischen Feldstärken fallen mit größerem Abstand zur Leitung schnell ab und sind für die im ENLAG und im Niedersächsischen Erdkabelgesetz geforderten Mindestabstände von 400 bzw. 200 m zur Wohnbebauung kleiner als 39 V/m bzw. 0,5  $\mu$ T und liegen damit maximal im Bereich der bei Haushaltsgeräten typischerweise auftretenden elektromagnetischen Felder.

Drehstrom-Erdkabel besitzen kein äußeres elektrisches Feld. Ihr magnetisches Feld ist entlang der Trasse aufgrund der nahezu gleichbleibenden Legetiefe und Kabelabstände als konstant anzusehen. Lediglich im Bereich der Muffen kommt es aufgrund einer notwendigen Vergrößerung der Kabelabstände zu lokalen Erhöhun-

gen. Die Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion der Drehstrom-Kabel sind bei gleicher Leistungsübertragung und in den gemäß der 26. BImSchV relevanten Höhen über EOK um mehr als 22 % höher als die entsprechenden Maximalwerte, die sich für den Donaumast und den Tonnenmast beim Mindestabstand der Leiterseile über dem Erdboden einstellen. Beim größeren, durchschnittlichen Erdbodenabstand der Leiterseile ergeben sich mehr als doppelt so große Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion für die Drehstrom-Kabel. Im Vergleich mit dem Einebenenmast sind für den Mindestabstand der Leiterseile der Freileitung die jeweiligen Maximalwerte näherungsweise gleich groß, während beim durchschnittlichen Erdbodenabstand der Leiterseile die Maximalwerte der Magnetfelder des Einebenenmastes deutlich kleiner sind. Diese Aussagen gelten sowohl für den Normal- als auch für den (n-1)-Betrieb.

Die magnetischen Felder der Kabel fallen zu den Seiten hin etwas schneller ab als die der Freileitungen, und die magnetische Gesamtinduktion kann durch einen geringeren Kabelabstand oder alternativ durch technische Kompensationseinrichtungen (z. B. Kompensationsleiter) verkleinert werden. Hierbei ergeben sich dann allerdings auch nachteilige Effekte, wie eine schlechtere Wärmeabfuhr und damit verringerte maximale Übertragungsleistungen, Zusatzverluste und höhere Investitionskosten.

Die HGÜ mit Erdkabel ist insgesamt am günstigsten zu beurteilen, da sie zum einen durch die metallische Schirmung der Kabel kein äußeres elektrisches Feld besitzt und zum anderen aufgrund der Verwendung von Gleichstrom nur ein statisches Magnetfeld aufweist, für das erheblich höhere Vorsorgewerte zugelassen werden als für niederfrequente Wechselfelder. Insgesamt konnte festgestellt werden, dass die bei der HGÜ mit Erdkabel auftretende magnetische Gesamtinduktion maximal im Bereich der in Deutschland auftretenden magnetischen Induktion des Erdmagnetfeldes liegt.

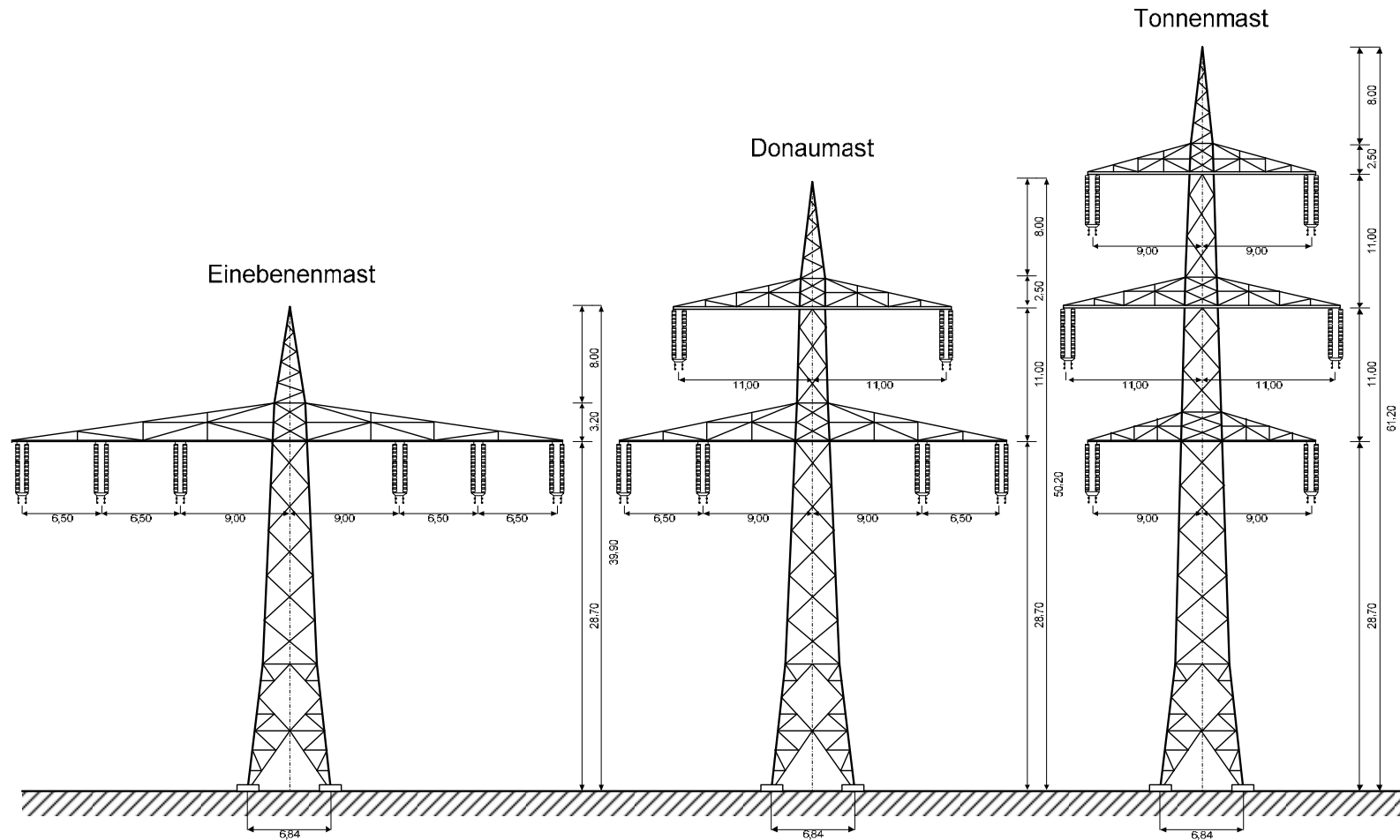


## 5 Literaturverzeichnis

- [1] 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV). Bundesgesetzblatt Jahrgang 1996, Teil 1, Nr 66, 16.12.1996.
- [2] Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSchV) gemäß Beschluss des Länderausschusses für Immissionsschutz, 107. Sitzung, März 2004.
- [3] EU-Kommission, Directive 2004/40/EC of the european commission and of the council on the minimum health and safety requirements regarding the exposure of workers to the risks arising from physical agents (electromagnetic fields), 2004.
- [4] BG Vorschrift, BGV B11 Unfallverhütungsvorschrift Elektromagnetische Felder, 2002.
- [5] D. Oeding and B.R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2004.
- [6] M. Ern . (2011, Januar) Catenaria Leibniz und die Kettenlinie. [Online]. <http://www.iazd.uni-hannover.de/~erne/catenaria/>
- [7] Tennet TSO GmbH, Netzanschlussregeln -Höchstspannung-, Oktober 2010.
- [8] B. Oswald, "Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz," Hannover, Oldenburg, 2005.
- [9] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I S. 2870, 21.8.2009.
- [10] U. Ratzel, M. Hoffmann, C. Mehnert, T. Kurz, and E. Vogel, "Elektromagnetische Felder im Alltag," Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW), Bayrisches Landesamt für Umwelt (LfU), Bayrisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), Karlsruhe und Augsburg, Informationsbroschüre Oktober 2010.
- [11] K. Kupfm ller and W. Mathis, *Theoretische Elektrotechnik*, 18th ed. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.
- [12] K. Simonyi, *Theoretische Elektrotechnik*, 9th ed. Berlin: VEB Deutscher Verlag der Wissenschaften, 1979.
- [13] DIN EN 50413 (VDE 0848-1): Grundnorm zu Mess- und Berechnungsverfahren der Exposition von Personen in elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern (0 Hz bis 300 GHz). DKE im DIN und VDE, 2007.
- [14] DIN VDE 0848 Teil 1: Sicherheit in elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern: Definitionen, Meß- und Berechnungsverfahren. DKE im DIN und VDE (DKE), 2002.
- [15] H. Brakelmann, "Magnetfeldreduktion durch Zusatzleiter in Energiekabeltrassen," *Elektrizitätswirtschaft*, vol. Heft 5, no. Jg. 95, pp. 274-279, 1996.
- [16] H. Brakelmann, Minimierung der Umweltauswirkungen durch Erdkabel, 06.05.2010, Vortrag, Forum Netzintegration, Berlin.

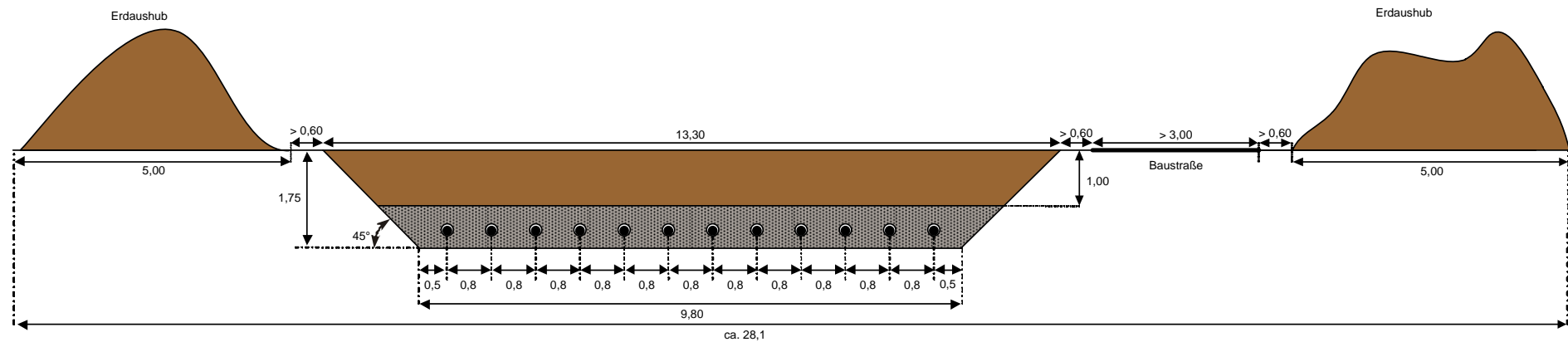
## 6 Anhang

### 6.1 Abmessungen der verwendeten Freileitungs-Mastbilder

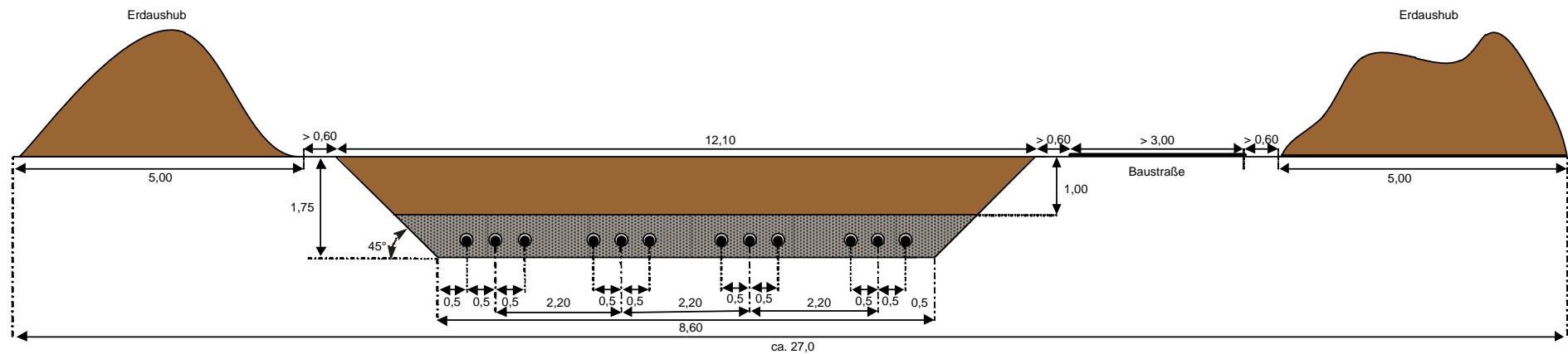


## 6.2 Abmessungen der Grabenprofile für die Drehstrom-Kabel

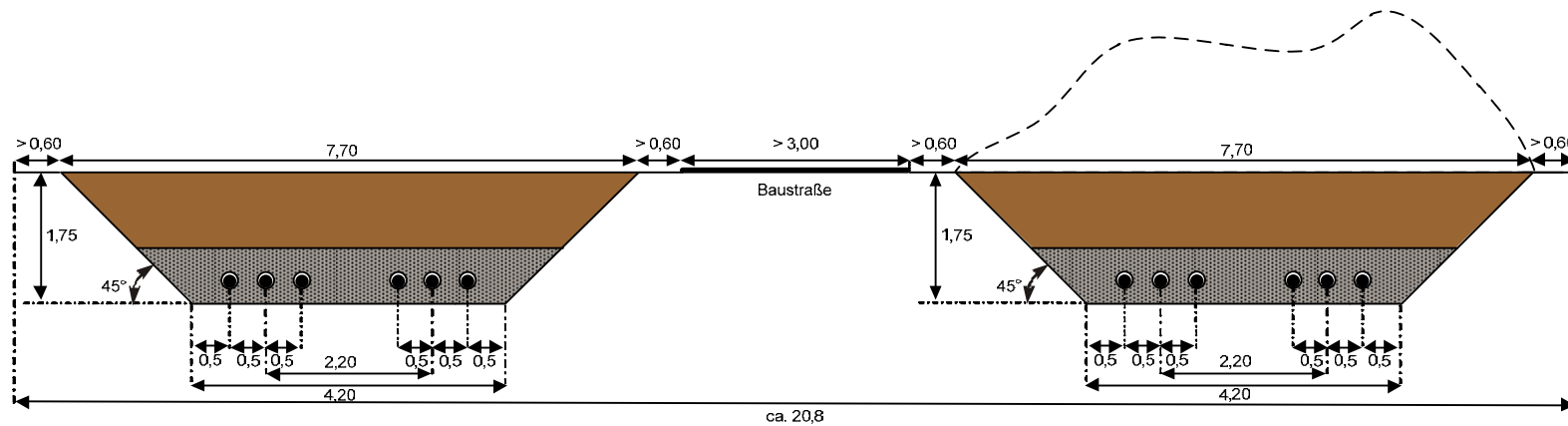
### 6.2.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel



### 6.2.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

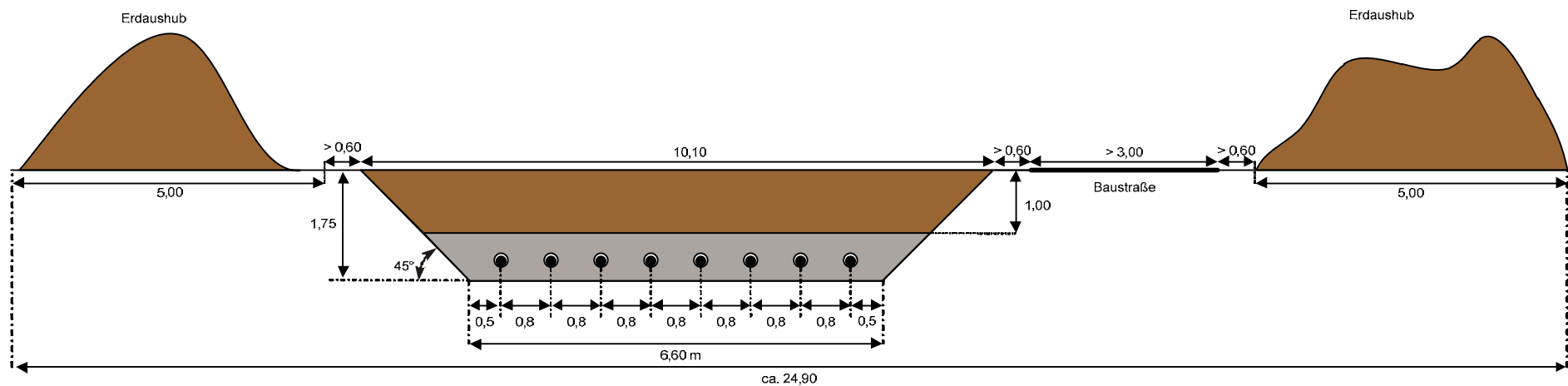


### 6.2.3 Grabenprofil3 – getrennte Kabelgräben

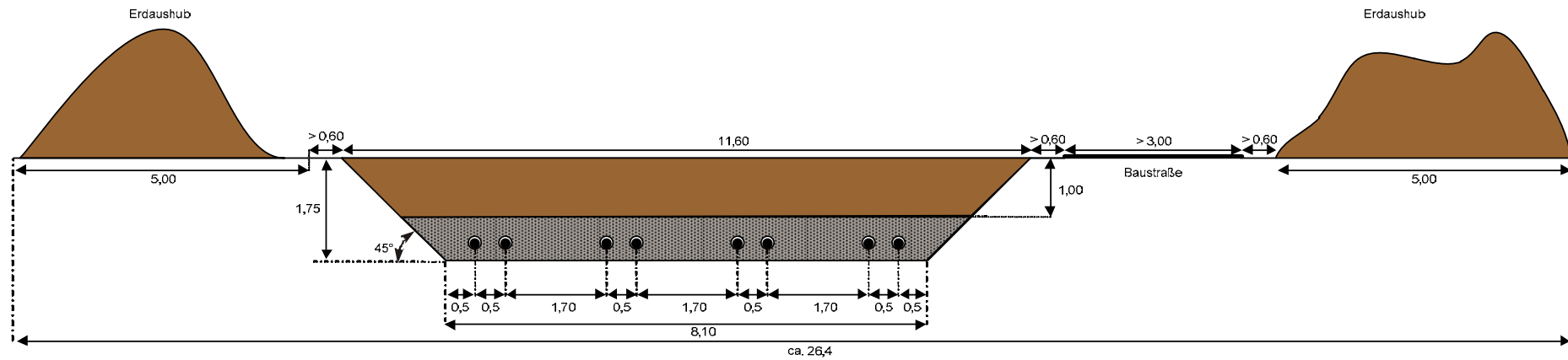


## 6.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ-Kabel

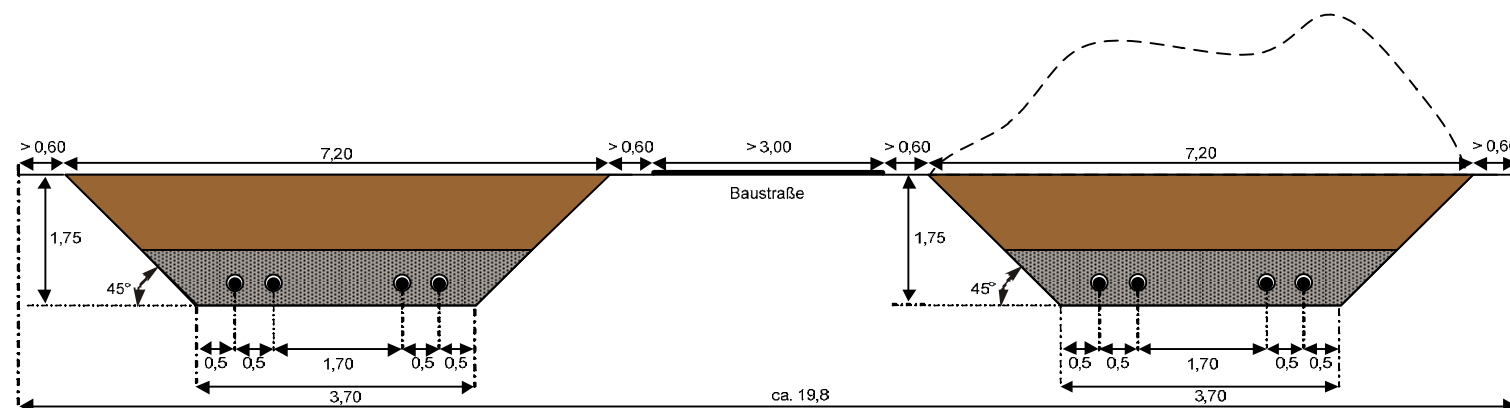
### 6.3.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel



### 6.3.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt



### 6.3.3 Grabenprofil3 – getrennte Kabelgräben



# Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

## Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
- Teil II: Thermische Berechnungen
- Teil III: Elektrische und magnetische Felder
- Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse**
- Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke  
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 45 Seiten.

Hannover, 31.12.2011



# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen</b>	<b>266</b>
1.1 Barwertmethode	266
1.2 Kostenanalyse	268
1.2.1 Kostenarten	268
1.2.2 Investitionskosten	269
1.2.3 Betriebskosten	270
<b>2 Annahmen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich</b>	<b>271</b>
2.1 Allgemeine Annahmen	271
2.2 Trassenlängen	273
2.3 Übertragungsleistung und resultierende Betriebsmittelauslegung	273
2.4 Kostenschätzung für die Freileitung	276
2.4.1 Investitionskosten	276
2.4.2 Verlustkosten	277
2.5 Kostenschätzung für die Drehstrom-Kabel	278
2.5.1 Investitionskosten	278
2.5.2 Verlustkosten	282
2.6 Kosten der HGÜ	283
2.6.1 Investitionskosten	283
2.6.2 Verlustkosten	284
<b>3 Ergebnisse und Variantenvergleich</b>	<b>286</b>
3.1 Vergleich der Investitionskosten	286
3.1.1 Übertragungsleistung 1000 MW	286
3.1.2 Übertragungsleistung 2000 MW	287
3.1.3 Übertragungsleistung 3000 MW	288
3.2 Vergleich der Verlustkosten	290
3.2.1 Übertragungsleistung 1000 MW	290
3.2.2 Übertragungsleistung 2000 MW	292
3.2.3 Übertragungsleistung 3000 MW	294
3.3 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten	297
3.3.1 Übertragungsleistung 1000 MW	298
3.3.2 Übertragungsleistung 2000 MW	300
3.3.3 Übertragungsleistung 3000 MW	302
<b>4 Zusammenfassung</b>	<b>306</b>
<b>5 Literaturverzeichnis</b>	<b>308</b>

# 1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

## 1.1 Barwertmethode

Um die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Übertragungsleitungen bewerten zu können, wird im Allgemeinen die sogenannte Barwertmethode (Kapitalwertmethode) angewendet. Hierbei handelt es sich um ein finanzmathematisches Verfahren, welches unterschiedliche Investitionsoptionen und jährlich anfallende Betriebskosten anhand ihrer sogenannten Kapitalwerte, an einem gewählten Stichtag, vergleichbar macht. Der Kapitalwert der jeweiligen Option bestimmt sich dabei aus der Summe der Barwerte, welche durch diese Investitionsentscheidung und den Betrieb entstehen. Hierbei handelt es sich um die auf den gewählten Stichtag abgezinsten, in der Zukunft liegenden Einnahmen und Ausgaben bzw. Kosten. Für den Vergleich der Übertragungssysteme ist es ausreichend, nur die in den jeweiligen Perioden entstehenden Kosten zu betrachten. Die Einnahmen durch den Stromtransport können vernachlässigt werden, da sie als weitestgehend identisch für alle Varianten angenommen werden können und somit keine Unterschiede in den Kapitalwerten der einzelnen Projekte erzeugen. Für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit folgt hieraus, dass die Variante mit dem kleinsten Barwert die wirtschaftlichste ist, da diese die geringsten Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum verursacht. Der Kapitalwert  $K$  einer Leitungsvariante ergibt sich damit unter Vernachlässigung der Einnahmen aus den abgezinsten Investitions-  $I_x$  und den Betriebskosten  $B_x$  zu:

$$K = I_0 + (I_1 + B_1) \frac{1}{q} + (I_2 + B_2) \frac{1}{q^2} + \dots + (I_t + B_t) \frac{1}{q^t} \quad (1.1)$$

$K$	Kapitalwert der betrachteten Variante
$I_x$	Investition der betrachteten Variante im Jahr $x$
$B_x$	Gesamtkosten der betrachteten Variante im Jahr $x$
$q = 1 + p$	Zinsfaktor
$t$	Länge des Betrachtungszeitraumes in Jahren

Für gleichbleibende jährliche Gesamtkosten  $B_p$  über den gesamten Betrachtungszeitraum geht Gl. (1.1) über in:

$$K = I_0 + I_1 \frac{1}{q} + I_2 \frac{1}{q^2} + \dots + I_t \frac{1}{q^t} + B_p r_n \quad (1.2)$$

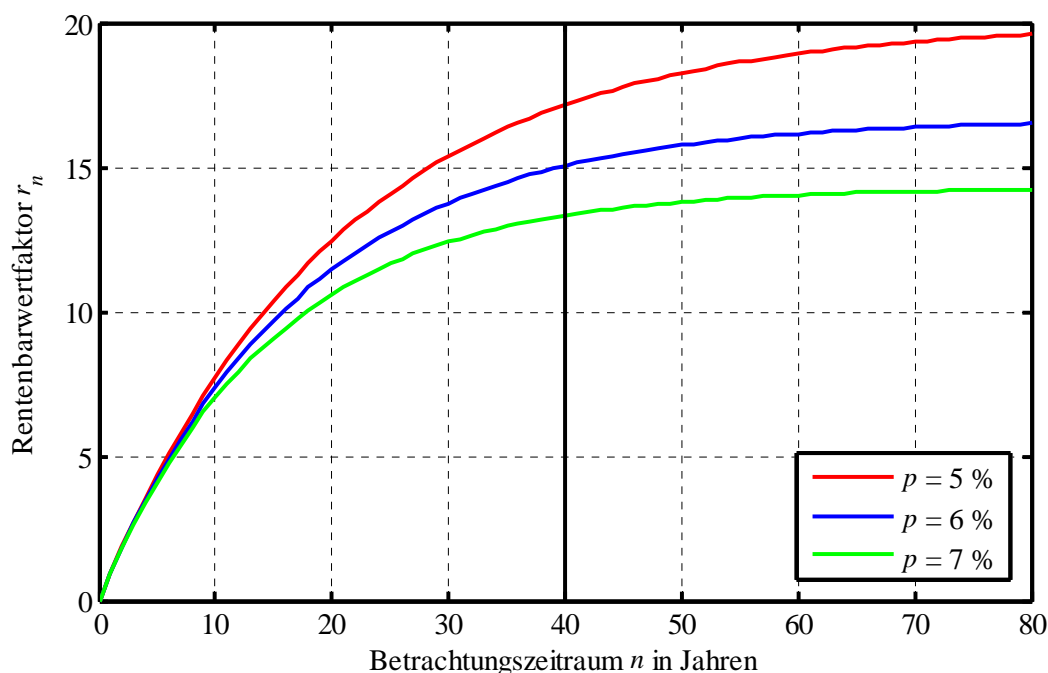
wobei  $r_n$  als Rentenbarwertfaktor bezeichnet wird und nach folgender Beziehung berechnet wird:

$$r_n = \frac{q^n - 1}{q^n(q - 1)} \quad (1.3)$$

Die Investitionen  $I_0$  stellen die fixen Kosten dar, welche direkt am Anfang des Projektes entstehen und dementsprechend nicht abgezinst werden. Die jährlichen Gesamtkosten  $B_p$  ergeben sich aus der Summe der Verlust-, Betriebs- und Wartungskosten. Zusätzliche Investitionskosten während des Betrachtungszeitraumes können z. B. durch eine Erweiterung, Modernisierung oder den Umbau der Übertragungsleitung anfallen und sind daher nur sehr schwer pauschal zu berücksichtigen. In der vorliegenden Studie wird daher vereinfachend davon ausgegangen, dass während des gesamten Betrachtungszeitraumes keine zusätzlichen Investitionen anfallen. Hierdurch kann Gl. (1.3) weiter vereinfacht werden und der Kapitalwert einer Variante ergibt sich dann zu:

$$K = I_0 + B_p r_n \quad (1.4)$$

Als Betrachtungszeitraum wird üblicherweise die zu erwartende Nutzungsdauer der Drehstrom-Kabel von 40 Jahren angesetzt. Wie **Abbildung 1.1** zeigt, wird der Rentenbarwertfaktor im Wesentlichen durch die Beiträge zu Beginn des Betrachtungszeitraumes beeinflusst. Er ändert sich für längere Betrachtungszeiträume nur noch geringfügig, so dass das Ergebnis nicht mehr entscheidend beeinflusst wird. Darüber hinaus müssten bei längeren Betrachtungszeiträumen die Investitionskosten für die Erneuerung der Kabelanlage berücksichtigt werden, während bei der Freileitung nach 40 Jahren in der Regel ein Tausch der Leiterseile erforderlich ist.



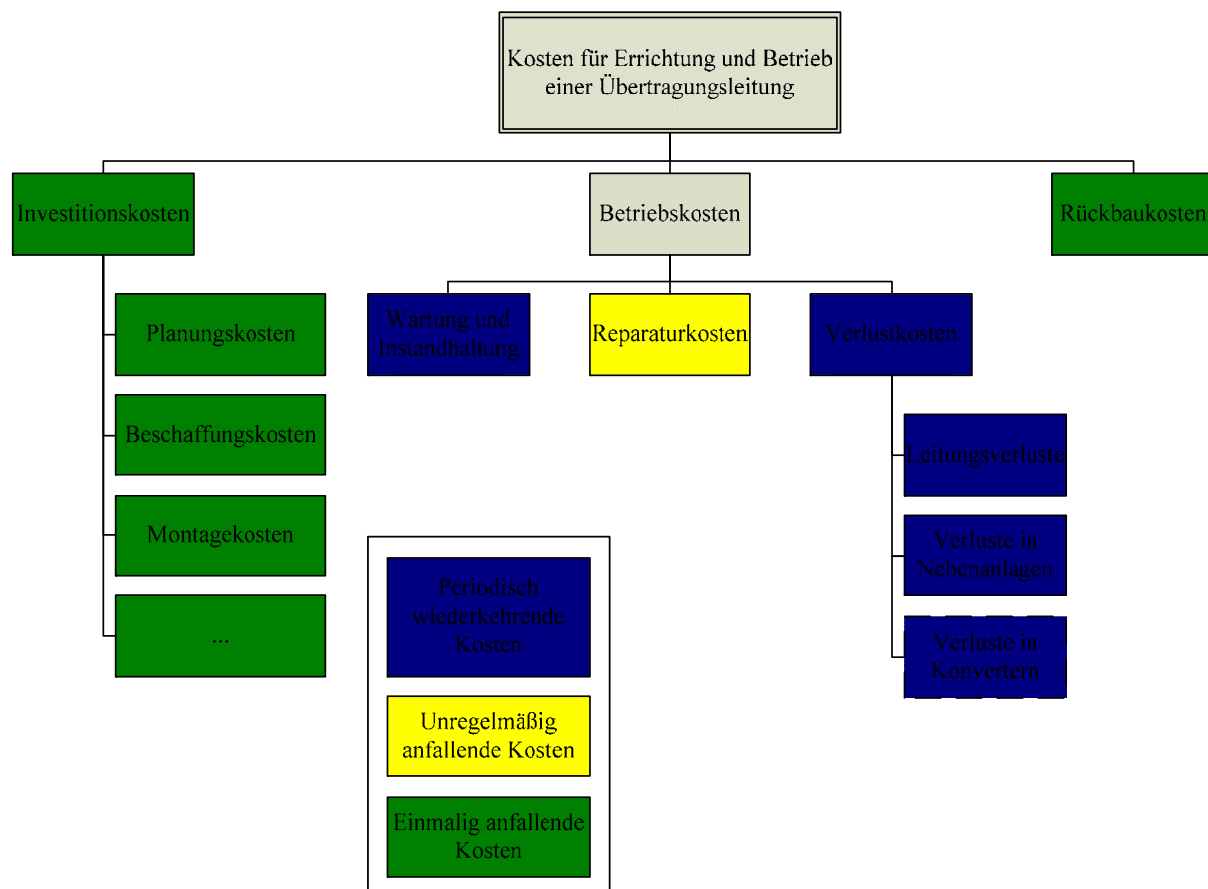
**Abbildung 1.1** Verlauf des Rentenbarwertfaktors in Abhängigkeit vom Betrachtungszeitraum für verschiedene Zinssätze

## 1.2 Kostenanalyse

### 1.2.1 Kostenarten

Sowohl bei der Errichtung als auch beim Betrieb einer Übertragungsleitung fallen verschiedene Kostenarten an, die sich nach der Art und Häufigkeit ihres Auftretens charakterisieren lassen.

Man unterscheidet grundsätzlich einmalige, periodisch anfallende und unregelmäßig anfallende Kosten (siehe **Abbildung 1.2**). Zu den einmaligen Kosten zählen die Investitions- und Rückbaukosten. Periodisch treten die Verlustkosten sowie die Kosten für Wartung und Instandhaltung auf. Zu den unregelmäßig anfallenden Kosten zählen beispielsweise die Reparaturkosten. Da diese während des gesamten Betrachtungszeitraumes zufällig anfallen, lassen sie sich nur über statistische Größen beschreiben (siehe auch Teilbericht I) und sind daher nur sehr schwer zu fassen. Die Zusammensetzung und Höhe der unterschiedlichen Kostenarten unterscheidet sich für die verschiedenen Typen von Übertragungsleitungen und ist außerdem projektabhängig.



**Abbildung 1.2** Übersicht über die verschiedenen Kostenarten bei Leitungsbauprojekten

### 1.2.2 Investitionskosten

Vor der Errichtung einer Übertragungsleitung entstehen Kosten für deren Planung. Hierbei muss zunächst die gewünschte Trasse ermittelt und eingemessen werden. Auf dieser Grundlage können dann die notwendigen technischen Unterlagen angefertigt und die behördlichen Genehmigungen eingeholt werden. Im Rahmen der Genehmigung sind auch umfangreiche Untersuchungen zur Ermittlung der Umweltverträglichkeit notwendig und gegebenenfalls behördliche Vorgaben umzusetzen, die zu zusätzlichen Kosten führen können. Um die notwendigen Tiefbaumaßnahmen den tatsächlichen Bodenverhältnissen auf der gewählten Trasse anpassen zu können, ist im Rahmen der Planung auch eine Baugrunduntersuchung notwendig. Während die Baugrunduntersuchung bei Freileitungsprojekten auf die Maststandorte beschränkt werden kann, ist sie bei Kabelprojekten aufwendiger und damit kostenintensiver. Hier muss die gesamte Trasse untersucht und auch die Notwendigkeit der Wasserhaltung überprüft werden.

Weitere Kosten fallen durch die notwendigen Dienstbarkeiten (Rechte zum Bau und Betrieb der Leitung) und Entschädigungen an, deren Höhe sich nach der beanspruchten Fläche und der Ertragslage der landwirtschaftlichen Fläche richtet.

Hinzu kommen auch die Kosten für gegebenenfalls notwendige Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen. Auch Gerichts- und Notarkosten, sowie Kosten für Gutachten und Sachverständige müssen berücksichtigt werden. Mit Beginn der Bauarbeiten fallen Kosten für die Bauvorbereitung an. Hierfür müssen auch Ausholzungsarbeiten vorgenommen werden. Für Freileitungen sind die Maststandorte vollständig von Bewuchs zu befreien. Auf den überspannten Flächen sind hochwachsende Bäume zu entfernen, die in den etwa 70 m breiten Schutzstreifen der Freileitung ragen würden. Bei Kabelprojekten ist es notwendig, auf der gesamten Trassenlänge den gesamten Bewuchs in mindestens doppelter Trassenbreite zu entfernen. Im Rahmen der Bauvorbereitung müssen auch die Sicherung der Baustellen und die Einrichtung der notwendigen Baustraßen erfolgen.

Einen großen Kostenblock bei den Investitionskosten bilden die Tiefbauarbeiten. Diese sind bei Kabelprojekten wesentlich umfangreicher und teurer als bei Freileitungen, wo lediglich die Fundamente für die Maste errichtet werden müssen. Die Höhe der Kosten wird bei Kabelanlagen durch den eigentlichen Tiefbau sowie durch den Abtransport von Bodenaushub und die Anlieferung des thermisch stabilisierten Bettungsmaterials verursacht. Die Tiefbaukosten werden maßgeblich vom vorhandenen Bodentyp, dem Trassenrelief und der Lage zu besiedelten Gebieten bestimmt. Eine Kostenerhöhung ergibt sich, wenn die Kabeltrasse durch stark wasserhaltige Böden verläuft und hierdurch eine Wasserhaltung notwendig wird. Unvorhergesehene Tiefbaukosten können entstehen, wenn z. B. belasteter Boden gefunden wird. Dieser darf in der Regel nicht wieder eingefüllt werden, sondern müsste auf entsprechenden Deponien kostenpflichtig entsorgt werden.

Müssen Verkehrswege, Wasserläufe oder andere Hindernisse gekreuzt werden, werden bei Kabeltrassen Tiefbaumaßnahmen (z. B. HDD-Bohrung oder Bohrpressverfahren) notwendig (siehe auch Teilbericht I). Die Kabel sind dann in Schutzrohre zu verlegen, was dazu führen kann, dass ein thermischer Engpass entlang der Leitung entsteht (siehe Teilbericht II). Hierdurch kann ein Mehraufwand für eine verbesserte thermische Bettung oder eine passive oder aktive Kühlanlage anfallen, wobei letztere auch zusätzliche Betriebskosten verursachen würde. Bei Freileitungen werden Verkehrswege durch ein Überspannen gekreuzt. Für große Spannweiten oder wenn ein großer Bodenabstand der Leiterseile gefordert wird, kann der Einsatz von speziellen und damit teureren Masten notwendig werden (vgl. Teil I).

Eine weitere nicht zu vernachlässigende Kostengröße bilden die Transportkosten für die Kabel, Leiterseile, Maste und das notwendige Zubehör. Bei HöS-Kabelprojekten erreichen die Transporttrommeln für die Kabel ein Gewicht im Bereich von etwa 40 t (vergl. Teil I). Dies führt dazu, dass teure Sondertransporte notwendig werden. Eine weitere Kostenposition stellen die Kosten für die Errichtung und Montage der Übertragungsleitung dar. Hierbei sind auch die Kosten für die notwendigen Nebenanlagen, wie zum Beispiel Schutz- und Überwachungssysteme, Kompensationsspulen, Spulen zur Impedanzanpassung, usw. und bei Kabelprojekten die Kosten für die Errichtung der Muffenbauwerke zu berücksichtigen.

Bei Kabelprojekten müssen außerdem die Kosten für die Kabelprüfung vor der Inbetriebnahme berücksichtigt werden (siehe Teil I).

Bei der Hochspannungs-Gleichstromübertragung sind neben den genannten Kosten für die Gleichstrom-Kabel und deren Legung auch die Kosten für die Errichtung der Konverterstationen inklusive ihrer Nebenanlagen am Anfang und Ende der Leitung, sowie in gegebenenfalls vorhandenen Abgängen in die Kostenrechnung einzubeziehen.

Im Anschluss an die Errichtung und Montage entstehen für alle Leitungsvarianten Kosten für die Behebung der während der Bauarbeiten entstandenen Flurschäden.

### 1.2.3 Betriebskosten

Die regelmäßig auftretenden Betriebskosten eines Leitungssystems setzen sich im Wesentlichen aus den Verlustkosten und den Kosten für Wartung und Instandhaltung zusammen. Die Verlustkosten sind hierbei in aller Regel die dominierende Größe, so dass die Kosten für Wartung und Instandhaltung gegenüber den Verlustkosten vernachlässigt werden können.

Wie in Teilbericht I beschrieben, teilen sich die Gesamtverluste der Leitung in einen strom- und spannungsabhängigen Anteil sowie die Verluste in den Nebenan-



lagen auf. Die Zusammensetzung und Höhe der einzelnen Verlustbestandteile hängt zum einen von der Übertragungslänge und -leistung und zum anderen vom betrachteten Betriebsmittel (HDÜ oder HGÜ) und den gewählten Leitungsquerschnitten ab. Sie sind daher stets projektabhängig.

Bei allen betrachteten Betriebsmitteln entstehen Kosten für Wartung und Instandhaltung durch die Freihaltung der Leitungstrasse, regelmäßige Begehungen und Kontrollen sowie die Prüfung der Schutz- und Sekundärtechnik. Bei Freileitungen kommt hinzu, dass die Maste etwa alle 20 bis 30 Jahre mit einem neuen Korrosionsschutzanstrich versehen werden müssen. Bei der HGÜ werden die Kosten für Wartung und Instandhaltung durch die Kosten für die Wartung- und Instandhaltung der Konverterstationen dominiert.

## 2 Annahmen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich

Im Folgenden werden zunächst die dieser Studie zugrunde gelegten Szenarien und Annahmen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich der Übertragungssysteme dargestellt. Diese besitzen einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung und wurden daher mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt.

### 2.1 Allgemeine Annahmen

Für die Kostenberechnungen wurden die in **Tabelle 2.1** angegebenen allgemeinen Annahmen für alle untersuchten Varianten getroffen:

**Tabelle 2.1** Allgemeine Annahmen für die Kostenberechnungen

WACC-Zinssatz <sup>1)</sup>	6 %
spezifische Verlustkosten	63 €/MWh
Jahresbelastungsgrad	0,47
Arbeitsve lustfaktor	0,32
Betrachtungszeitraum	40 Jahre
Verluste in Kompensationsspulen	0,15 %
Verluste in Reihenkondensatoren	0,15 %

Für die Berechnung der Barwerte wird in dieser Studie ein Zinssatz von 6 % angesetzt. Dies entspricht einem heute üblichen Wert für die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Übertragungsleitungen (siehe auch [1], [2], [3], [4] und [5]).

Die spezifischen Verlustkosten von 63 €/MWh wurden aus den von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern für die Jahre 2007 bis 2010 angegebenen mitt-

<sup>1)</sup> Der WACC-Zinssatz (Weighted Average Cost of Capital) setzt sich aus dem Eigen- und Fremdkapitalzins eines Unternehmens zusammen. Er wird im Geschäftsbericht des Unternehmens ausgewiesen.

leren Verlustkosten ermittelt. Die entsprechenden Werte können [6], [7], [8] und [9] entnommen werden.

Um die bei den unterschiedlichen Betriebsmitteln auftretenden Verluste zu berechnen, wurden für den Arbeitsverlustfaktor und den Jahresbelastungsgrad aus [1] Werte entnommen, wie sie in den Übertragungsnetzen üblicherweise auftreten. Mit diesen allgemeinen Annahmen werden mögliche Änderungen der Auslastung der Leitungen, der Zinssätze und der spezifischen Verlustkosten nicht berücksichtigt.

Da die Investitionskosten hochgradig projektspezifisch sind, werden für die verschiedenen Übertragungssysteme pauschale, auf einen Kilometer bezogene Werte angenommen, die die typischen Kosten für die Verlegung im norddeutschen Tiefland wiedergeben. Diese wurden aus der vorhandenen Literatur ([2], [1] und [3]) ermittelt. Kostensteigerungen durch extremes Gelände oder eine erhöhte Anzahl komplizierter Kreuzungen werden hiermit nicht berücksichtigt. Weiterhin bleiben auch die folgenden, schwer fassbaren bzw. projektabhängigen Kostenfaktoren unberücksichtigt:

- Investitionskosten für Temperaturmonitoringsysteme
- Kosten für zusätzliche Abgänge entlang der Leitung
- Kosten für die Hochspannungsprüfung der Kabel
- unterschiedlich große Unsicherheiten bei den Investitionskosten
- Restwerte
- Rückbaukosten

Die ersten beiden Kostenfaktoren gehen in die Investitionskosten ein. Bei den Kosten für zusätzliche Abgänge ergeben sich erhebliche Kostenunterschiede zwischen der HDÜ und der HGÜ-Technologie. Bei der HGÜ ist neben der auch bei HDÜ notwendigen Schaltanlage und dem Transformator eine zusätzliche Konverterstation erforderlich (siehe auch Teil I). Die Restwerte der untersuchten Leitungssysteme am Ende ihrer Nutzungsdauer werden nicht berücksichtigt, da diese üblicherweise nicht genutzt werden können und rein kalkulatorischer Natur sind. Außerdem haben Restwerte aufgrund der Abzinsung auf den Investitionszeitpunkt lediglich einen marginalen Einfluss auf die Gesamtkosten.

Rückbaukosten fallen in den hier betrachteten Zeiträumen aller Erwartung nach nicht an, da die Betriebsmittel für einen langfristigen Betrieb ausgelegt sind. Darüber hinaus sind die Rückbaukosten aufgrund der Abzinsung auf den Investitionszeitpunkt im Vergleich zu den anderen Kostenpositionen von untergeordneter Bedeutung.

## 2.2 Trassenlängen

In Absprache mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis wurden alle Untersuchungen für vier verschiedene Trassenlängen durchgeführt (**Tabelle 2.2**). Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, bleibt hierbei unberücksichtigt, dass sich bei realen Projekten in Abhängigkeit von den örtlichen Gegebenheiten unterschiedliche Trassenlängen für die Ausführung als Freileitung oder Erdkabel ergeben können.

**Tabelle 2.2** Annahmen für die Trassenlängen

Trasse	Trassenlänge
kurz	50 km
mittel	100 km
lang	200 km
sehr lang	500 km

## 2.3 Übertragungsleistung und resultierende Betriebsmittelauslegung

Sowohl die Investitionskosten als auch die Verluste eines Übertragungssystems werden entscheidend durch die geforderten Übertragungsleistungen und die daraus resultierenden Querschnitte beeinflusst. Im Rahmen dieser Studie werden daher in Abstimmung mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis drei unterschiedliche Übertragungs-Szenarien untersucht (siehe **Tabelle 2.3**).

**Tabelle 2.3** Annahmen für die Übertragungsleistungen

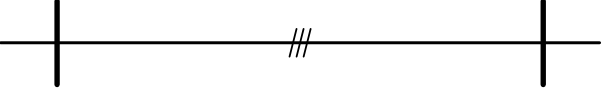
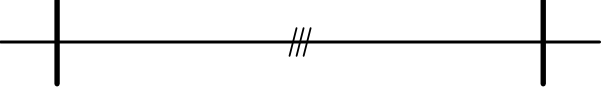
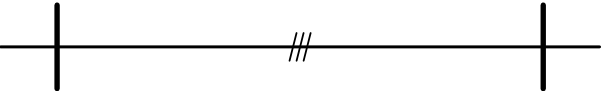
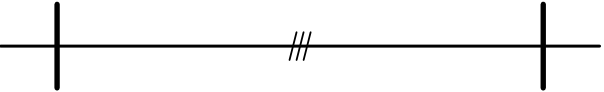
	maximale Übertragungsleistung (n-0)-Fall	maximale Übertragungsleistung (n-1)-Fall
<b>Szenario 1</b>	1000 MVA	750 MVA
<b>Szenario 2</b>	2000 MVA	1500 MVA
<b>Szenario 3</b>	3000 MVA	2250 MVA

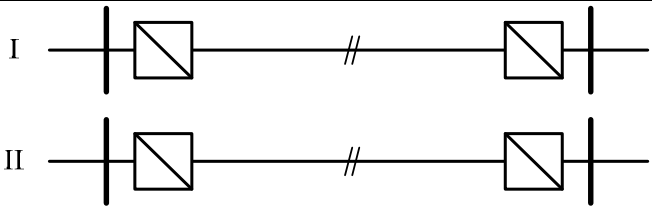
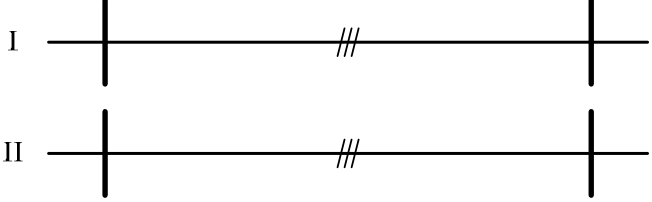
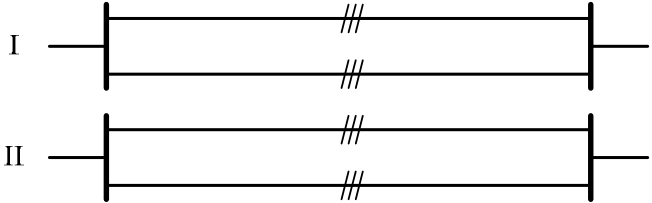
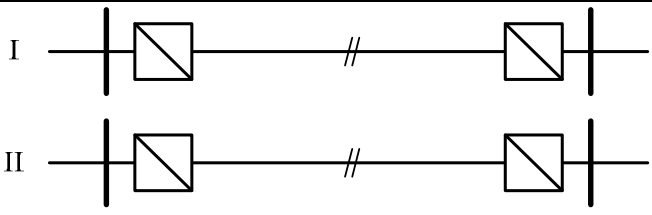
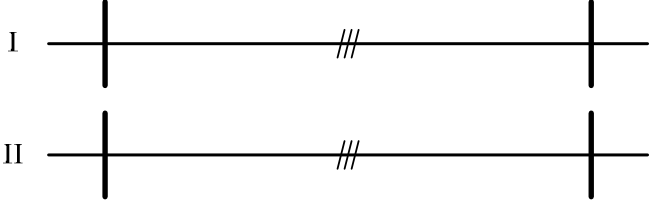
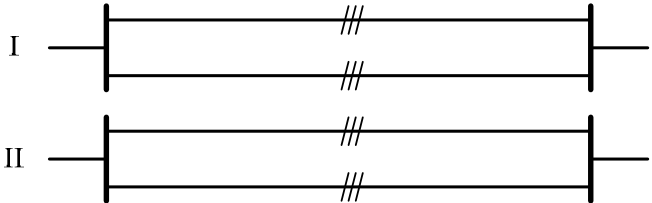
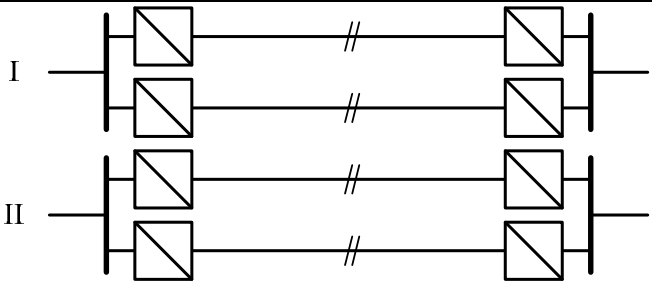
Hierbei wird jeweils eine Unterscheidung zwischen dem Normalbetrieb und dem sogenannten (n-1)-Fall vorgenommen. Als (n-1)-Fall wird bei der Drehstrom-Freileitung und bei den Drehstrom-Kabeln der Ausfall eines Stromkreises definiert. Dies hat eine besondere Bedeutung bei den Leitungsvarianten in **Tabelle 2.4**, bei

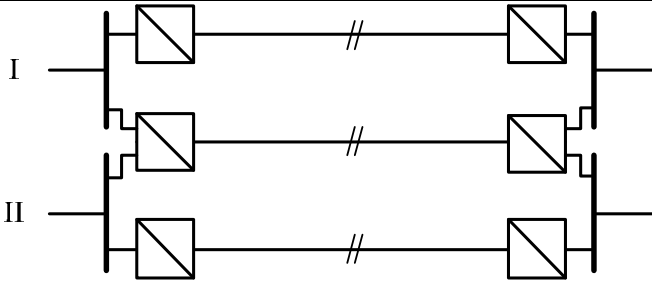
denen 2×2 parallele Drehstrom-Kabelsysteme eingesetzt werden, da der Ausfall eines Stromkreises unter der Annahme, dass die beiden parallelen Kabelsysteme über einen gemeinsamen Leistungsschalter in die Schaltanlage eingebunden sind, dem gleichzeitigen Ausfall dieser beiden Kabelsysteme entspricht. Bei den HGÜ-Varianten wird davon ausgegangen, dass diese mit einem sogenannten metallic return ausgestattet sind. Hier gilt daher der Ausfall eines Pols als (n-1)-Fall. Damit wären über das betroffene HGÜ-System noch 50 % seiner Bemessungsleistung übertragbar. In Ermangelung konkreter Leistungsflussergebnisse wird davon ausgegangen, dass alle Übertragungsleitungen so ausgelegt werden müssen, dass sie im oben definierten (n-1)-Fall in der Lage sind, noch 75 % der für den Normalbetrieb angenommenen Leistung zu übertragen.

Auf der Grundlage der in **Tabelle 2.3** angegebenen Übertragungsszenarien und den genannten Kriterien für den (n-1)-Fall wurden zehn verschiedene Betriebsmittelauslegungen für die HDÜ mit Freileitung und Kabel sowie die HGÜ mit Kabel ermittelt. Hierbei wurden bei den Varianten mit Erdkabel unterschiedliche Querschnitte und bei der HGÜ auch unterschiedliche Konverterleistungen angenommen, um die Kabel nicht durch eine Überdimensionierung gegenüber der Freileitung zu benachteiligen. Dabei muss hervorgehoben werden, dass hier keine detaillierte Auslegung für alle Varianten und Szenarien vorgenommen werden konnte und der Auftraggeber für eine bessere Übersichtlichkeit auch die Anzahl der Varianten begrenzt hat. Damit sind Optimierungen in den einzelnen Auslegungen möglich, und es können sich projektspezifische Abweichungen ergeben. Die Prinzipschaltbilder und Kurzbeschreibungen aller Varianten können **Tabelle 2.4** entnommen werden.

**Tabelle 2.4** Resultierende Betriebsmittelvarianten

Variante	Prinzipschaltbild	Kurzbeschreibung
FL1- 1000 MVA	I 	2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
	II 	
K1- 1000 MVA	I 	2 Systeme Kabel 1200 mm <sup>2</sup> Cu
	II 	

HGÜ1- 1000 MW		2 Systeme VSC-HGÜ 800 MW $\pm 320$ kV 1600 mm <sup>2</sup> Al
FL2- 2000 MVA		2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
K2- 2000 MVA		2×2 Systeme Kabel 1200 mm <sup>2</sup> Cu
HGÜ2- 2000 MW		2 Systeme VSC-HGÜ 1000 MW $\pm 320$ kV 2200 mm <sup>2</sup> Al
FL3- 3000 MVA		2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
K3- 3000 MVA		2×2 Systeme Kabel 2500 mm <sup>2</sup> Cu
HGÜ3- 3000 MW		2×2 Systeme VSC-HGÜ 800 MW $\pm 320$ kV 1600 mm <sup>2</sup> Al

HGÜ4- 3000 MW		3×1 Systeme VSC-HGÜ 1000 MW ± 320 kV 2200 mm <sup>2</sup> Al
------------------	--	--

Die den Leitungsvarianten zugrunde liegenden thermisch zulässigen Ströme sowie die für die Auslegung der bei den Drehstrom-Varianten gegebenenfalls notwendig werdenden Kompensationsanlagen und für die Berechnung der Leitungs- und Kompensationsverluste benötigten Leitungsparameter sind in **Tabelle 2.5** angegeben.

**Tabelle 2.5** Parameter der verwendeten Drehstrom- und Gleichstromleitungen

	<b>HDÜ- Freileitung</b>	<b>HDÜ-Kabel 2XS(FL)2Y</b>		<b>HGÜ -Kabel</b>	
Querschnitt in mm <sup>2</sup>	<b>4x564/72 Al/St</b>	<b>1200 Cu</b>	<b>2500 Cu</b>	<b>1600 Al</b>	<b>2200 Al</b>
Betriebsspannung in kV	380	380	380	±320	±320
Widerstandsbelag <sup>2)</sup> in mΩ/km	13,9	17,0	9,2	19,1	13,9
Ableitungsbelag in nS/km	17,0	58,7	77,3	--	--
Induktivitätsbelag in mH/km	0,8	0,46	0,60	--	--
Kapazitätsbelag in nF/km	14,2	187,0	245,9	--	--
thermisch zulässiger Strom in A	4558	1291	1898	1291	1571

Die folgenden Verlustkostenberechnungen basieren auf den in Teil I angegebenen Gleichungen für die Berechnung der Verluste, Verlustarbeit und Verlustkosten sowie auf den allgemeinen Annahmen für die Kostenberechnungen in **Tabelle 2.1**.

## 2.4 Kostenschätzung für die Freileitung

### 2.4.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten der Drehstrom-Freileitung sind für alle Varianten gleich groß, da nur ein Freileitungstyp berücksichtigt wurde. Für den gewählten Freilei-

<sup>2)</sup> Der Widerstandsbelag wurde jeweils für eine Leitertemperatur von 40°C berechnet.



tungstyp kann nach heutigem Stand von den in **Tabelle 2.6** angegebenen durchschnittlichen Investitionskosten (siehe auch [1]) ausgegangen werden. Hierin sind auch mögliche Mehrkosten aufgrund von Überspannungen von Gewässern und Verkehrswegen pauschal enthalten. Die real auftretenden Kosten sind stark projektabhängig und können, insbesondere bei schwierigen geologischen und geografischen Bedingungen und einer hohen Anzahl an Kreuzungen, von den hier angenommenen Werten deutlich abweichen.

**Tabelle 2.6** Investitionskosten der 380-kV-Drehstrom-Doppelfreileitung [1]

Kostenposition	Investitionskosten
380-kV-Doppelfreileitung inklusive Planung und Montage	1000 T€/km

Bei den Szenarien mit 500 km Trassenlänge wird eine Querkompensation berücksichtigt, wobei von einem Kompensationsgrad von  $k_Q = 75\%$  ausgegangen wird. Bei der Variante FL3-3000 MVA wird für das Szenario mit 500 km Trassenlänge zusätzlich auch eine Längskompensation angenommen. Um den maximalen Übertragungswinkel unterhalb von  $30^\circ$  zu halten, ist ein Kompensationsgrad von  $k_L = 75\%$  ausreichend für die Dimensionierung der notwendigen Serienkondensatoren. Die hieraus resultierenden Kompensationsleistungen und Investitionskosten wurden anhand der in Teilbericht I angegebenen Gleichungen berechnet und sind in **Tabelle 2.7** angegeben. Die angesetzten Kosten für die Quer- und Längskompensation beruhen auf Angaben aus [1] und [10].

**Tabelle 2.7** Investitionskosten für Längs- und Querkompensation der Drehstrom-Freileitung (nur 500 km Trassenlänge)

Kostenposition	Investitionskosten
Kompensationsdrosseln zur Querkompensation ( $k_Q = 75\%$ ) $Q_D = 480 \text{ Mvar}$	$480 \text{ Mvar} \times 15 \text{ T€/Mvar} = 7200 \text{ T€}$
Serienkapazitäten zur Längskompensation ( $k_L = 75\%$ ) <sup>3)</sup> $Q_C = 2974 \text{ Mvar}$	$2974 \text{ Mvar} \times 18 \text{ T€/Mvar} = 53532 \text{ T€}$

## 2.4.2 Verlustkosten

Die Verlustkosten der Freileitung werden im Wesentlichen durch die Stromwärmeverluste in den Leitern verursacht. Die spannungsabhängigen Verluste sind im Vergleich zu den Stromwärmeverlusten klein, machen jedoch einen merklichen Anteil an der Jahresverlustarbeit aus, da sie ständig anfallen. Sie sind damit nicht zu vernachlässigen. Die Verlustanteile durch den Ladestrom sind gegenüber den

<sup>3)</sup> nur für Szenario: max. Übertragungsleistung 3000 MVA

anderen Verlustanteilen vernachlässigbar klein und liefern auch keinen nennenswerten Beitrag zur Jahresverlustarbeit. Sie werden daher vernachlässigt (siehe auch [3]). Ein Überblick über die Verluste und die entsprechende Jahresverlustarbeit der Drehstrom-Freileitung kann **Tabelle 2.8** entnommen werden.

**Tabelle 2.8** Längenbezogene Verlustleistungen, Verlustarbeit und Verlustkosten der Drehstrom-Freileitungsvarianten

		<b>FL1-1000 MVA</b>	<b>FL2-2000 MVA</b>	<b>FL3-3000 MVA</b>
maximale stromabhängige Verlustleistung <sup>4)</sup>		48,2 kW/km	192,6 kW/km	433,2 kW/km
spannungsabhängige Verlustleistung		5 kW/km	5 kW/km	5 kW/km
jährliche Verlustarbeit durch stromabhängige Verluste		134,92 MWh/(km a)	539,67 MWh/(km a)	1214,27 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch spannungsabhängige Verluste		43,01 MWh/(km a)	43,01 MWh/(km a)	43,01 MWh/(km a)
Kompensationsverluste <sup>5)</sup>		12,70 MWh/(km a)	12,70 MWh/(km a)	37,70 MWh/(km a)
<b>jährliche Gesamtverluste</b>	<b>bis 500 km</b>	<b>178,02 MWh/(km a)</b>	<b>582,68 MWh/(km a)</b>	<b>1257,28 MWh/(km a)</b>
	<b>500 km</b>	<b>190,72 MWh/(km a)</b>	<b>595,38 MWh/(km a)</b>	<b>1294,98 MWh/(km a)</b>
<b>jährliche Gesamtverlustkosten</b>	<b>bis 500 km</b>	<b>11,21 T€/ (km a)</b>	<b>36,71 T€/ (km a)</b>	<b>79,21 T€/ (km a)</b>
	<b>500 km</b>	<b>12,01 T€/ (km a)</b>	<b>37,51 T€/ (km a)</b>	<b>81,58 T€/ (km a)</b>

## 2.5 Kostenschätzung für die Drehstrom-Kabel

### 2.5.1 Investitionskosten

Die geschätzten Investitionskosten der Drehstrom-Kabel beruhen auf den Angaben aus [1] und sind in **Tabelle 2.9** zusammenfassend dargestellt. Entsprechend den Varianten aus **Tabelle 2.4** wurden in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung zwei unterschiedliche Kabelquerschnitte in unterschiedlichen Verlegeanordnungen angenommen. Dieser Unterschied wird über unterschiedli-

<sup>4)</sup> Bei einer Übertragungsleistung von 1000, 2000 bzw. 3000 MVA und einer Übertragungsspannung von 380 kV

<sup>5)</sup> Kompensationsverluste werden nur bei einer Trassenlänge von 500 km berücksichtigt, da für kürzere Trassen eine Kompensation nicht erforderlich ist (siehe auch Abschnitt 2.4.1).

che Kabelhohl- und Kupferpreise sowie unterschiedliche Tiefbaukosten für die verschiedenen Varianten in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung berücksichtigt.

**Tabelle 2.9** Investitionskosten für Drehstrom-Kabel, Garnituren, Tiefbaukosten und Kompensationsdrosseln

	<b>Kabel 2XS(FL)2Y 1x... RM/120</b>	
Querschnitt in mm <sup>2</sup>	1200	2500
Kabelhohlpreis	3×211 T€/km	3×298 T€/km
Kupferpreis bei 4 €/kg	3×52 T€/km	3×100 T€/km
Kabellegung	3×21 T€/km	
Verbindungsuffe inkl. Montage	35 T€/Stück	
Cross-Bonding-Muffe inkl. Montage	38 T€/Stück	
Cross-Bonding-Kasten inkl. Montage	15 T€/Stück	
Endverschluss inkl. Montage	70 T€/Stück	
Überspannungsableiter	5 T€/Stück	
Tiefbaukosten inkl. Planung und Querungen für 2 Systeme	664 T€/km	
Tiefbaukosten inkl. Planung und Querungen für 4 Systeme	1195 T€/km	
Kompensationsdrossel	15 T€/Mvar	

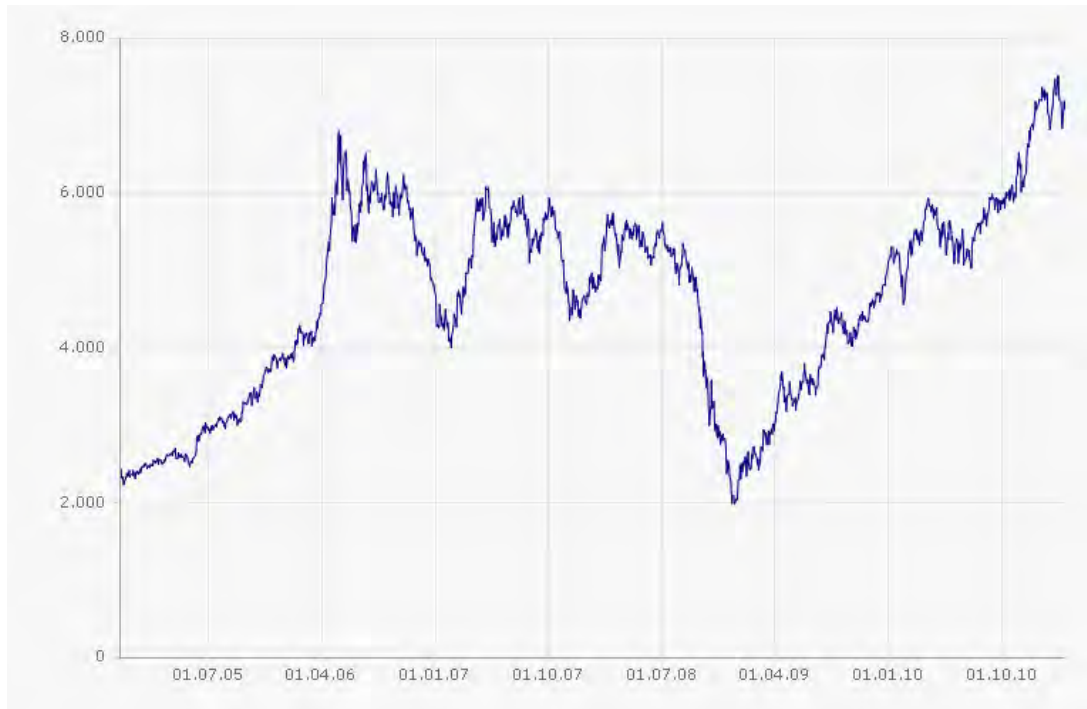
Kostenerhöhungen durch die Querung von Gewässern, Straßen, Bahnlinien und anderen Leitungen sowie von Wäldern, Naturschutzgebieten, Gebirgen und anderen Landschaftsformen werden in den durchschnittlichen Tiefbaukosten pauschal berücksichtigt. Die real auftretenden Kosten sind projektabhängig und können, insbesondere bei schwierigen geologischen und geografischen Bedingungen und einer hohen Anzahl an Kreuzungen, erheblich von den hier angenommenen Werten abweichen.

Bei der Ermittlung der Tiefbaukosten für den Kabelgraben für vier Kabelsysteme wurde angenommen, dass durch Synergieeffekte bei den Tiefbauarbeiten Kosteneinsparungen von 20 % möglich sind **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

Die Kosten für die Kabelgarnituren (Muffen und Endverschlüsse) sowie für die Überspannungsableiter unterscheiden sich für unterschiedliche Querschnitte nur geringfügig voneinander und werden daher vereinfachend für alle Varianten einheitlich angenommen.

Für die Berechnung des Kupferpreises wurde trotz der zum Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung hohen Preise ein Wert von 4 € pro Kilogramm Kupfer

angenommen. Dies entspricht in etwa dem durchschnittlichen Kupferpreis der letzten fünf Jahre, welcher in **Abbildung 2.1** dargestellt ist [11].



**Abbildung 2.1** Verlauf des Kupferpreises in €/t seit 01.11.2004 [11]

Aus den Angaben in **Tabelle 2.9** werden durchschnittliche, auf einen Kilometer bezogene Investitionskosten berechnet. Hierbei wurde alle 25 km eine Kompensationsanlage berücksichtigt. Die Länge der Kompensationsabschnitte wurde aus einer eigenen Leistungsflussuntersuchung und den Angaben aus der Literatur (z. B. [1] oder [5]) ermittelt. Geht man von drei Cross-Bonding-Hauptabschnitten ( $\approx 8,3$  km) pro Kompensationsabschnitt aus, so ergibt sich hieraus eine Kabellieferlänge von 926 m. Weiterhin werden je nach Anzahl der benötigten Kabel die in **Tabelle 2.10** angegebenen Mengen an Endverschlüssen, Muffen und Cross-Bonding-Anlagen pro Kompensationsabschnitt benötigt. Da die zu untersuchenden Trassenlängen in dieser Studie stets ein gerades Vielfaches von 25 km bilden, kann hiermit die in Abhängigkeit von der Länge notwendige Anzahl an Muffen, Cross-Bonding-Kästen und Endverschlüssen durch einfache Multiplikation ermittelt werden.

**Tabelle 2.10** Pro Kompensationsabschnitt von 25 km benötigte Endverschlüsse, Muffen, Überspannungsableiter und Cross-Bonding-Anlagen

	<b>2 Kabelsysteme</b>	<b>4 Kabelsysteme</b>
Endverschlüsse	$2 \times 2 \times 3 = 12$	$4 \times 2 \times 3 = 24$
Überspannungsableiter	$2 \times 2 \times 3 = 12$	$4 \times 2 \times 3 = 24$
Verbindungsmuffen	$2 \times 18 \times 3 = 108$	$4 \times 18 \times 3 = 216$
Cross-Bonding-Muffen	$2 \times 8 \times 3 = 48$	$4 \times 8 \times 3 = 96$
Cross-Bonding-Kästen	$2 \times 8 = 16$	$4 \times 8 = 32$

Mit Hilfe von **Tabelle 2.9** und **Tabelle 2.10** können die Investitionskosten für die unterschiedlichen Varianten ermittelt werden. Die Ermittlung der Kompensationskosten erfolgt hierbei über die bezogene Ladeleistung der Kabel, einen angenommenen Kompensationsgrad von 75 % (vgl. Abschnitt 2.4.1 für die HDÜ-Freileitung) und die geschätzten Kosten für Kompensationsdrosselspulen. Es ergeben sich für die längenbezogenen Investitionskosten für die Drehstrom-Kabel die in **Tabelle 2.11** angegebenen und nach den einzelnen Kostenpositionen aufgeschlüsselten Werte für die verschiedenen Varianten.

**Tabelle 2.11** Investitionskosten für die 380-kV-Drehstrom-Kabel

<b>Kostenposition</b>	<b>K1-1000 MVA</b>	<b>K2-2000 MVA</b>	<b>K3-3000 MVA</b>
Kabelhohlpreis	1266 T€/km	2532 T€/km	3576 T€/km
Kupferpreis (4 €/kg)	312 T€/km	624 T€/km	1200 T€/km
Kabellegung	126 T€/km	252 T€/km	252 T€/km
Verbindungsmuffen	151 T€/km	302 T€/km	302 T€/km
Cross-Bonding-Muffen	73 T€/km	146 T€/km	146 T€/km
Cross-Bonding-Kästen	10 T€/km	19 T€/km	19 T€/km
Endverschlüsse	34 T€/km	67 T€/km	67 T€/km
Überspannungsableiter	2 T€/km	5 T€/km	5 T€/km
Tiefbau	664 T€/km	1195 T€/km	1195 T€/km
<b>Kabelkosten inkl. Tiefbau</b>	<b>2638 T€/km</b>	<b>5142 T€/km</b>	<b>6762 T€/km</b>
Kompensation (75 %)	191 T€/km	382 T€/km	502 T€/km
<b>Gesamtkosten</b>	<b>2829 T€/km</b>	<b>5524 T€/km</b>	<b>7264 T€/km</b>
<b>Kosten pro System</b>	<b>1414 T€/km</b>	<b>1381 T€/km</b>	<b>1816 T€/km</b>

## 2.5.2 Verlustkosten

Auch bei den Drehstrom-Kabeln wird die maximale Verlustleistung hauptsächlich durch die stromabhängigen Leitungsverluste geprägt. Diese sind aufgrund des in der Regel größeren Querschnitts und des kleineren spezifischen Widerstandes des Leitermaterials Kupfer niedriger als bei der Freileitung, weshalb Drehstrom-Kabel bei gleicher Übertragungsleistung und Übertragungsspannung eine niedrigere maximale Verlustleistung aufweisen. Da die stromabhängigen Verluste quadratisch von der veränderlichen Belastung der Leitung abhängen und daher nur selten ihren Maximalwert erreichen, wird die jährliche Verlustarbeit stark durch die ständig anfallenden spannungsabhängigen Leitungsverluste und die Verluste in den Kompensationsspulen beeinflusst. Diese sind im Vergleich mit der Freileitung aufgrund der größeren Leitwerte und Kapazitäten (vgl. **Tabelle 2.5**) erheblich größer.

Die jährliche Verlustarbeit der Drehstrom-Kabel setzt sich trotz der unterschiedlich großen maximalen Verlustleistungen für alle untersuchten Varianten zu näherungsweise gleichen Teilen aus der strom- und spannungsabhängigen Verlustarbeit sowie der Kompensationsverlustarbeit zusammen. Die Verlustarbeit durch die Ladestromverluste wurde berücksichtigt, kann jedoch aufgrund der im Vergleich zu den anderen Verlustarbeiten geringen Größenordnung, die durch die regelmäßige Kompensation der Kabel gegeben ist, vernachlässigt werden.

**Tabelle 2.12** Bezogene Verluste und Verlustkosten der Kabelvarianten

	<b>K1-1000 MVA</b>	<b>K2-2000 MVA</b>	<b>K3-3000 MVA</b>
max. stromabhängige Verlustleistung <sup>6)</sup>	45,8 kW/km	91,4 kW/km	144,0 kW/km
spannungsabhängige Verlustleistung	18,6 kW/km	37,2 kW/km	44,6 kW/km
Kompensationsverluste	20,94 kW/km	41,86 kW/km	50,20 kW/km
jährliche Verlustarbeit durch stromabhängige Verluste	128,12 MWh/(km a)	256,25 MWh/(km a)	403,59 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch spannungsabhängige Verluste	162,92 MWh/(km a)	325,85 MWh/(km a)	391,12 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch Ladestrom	7,22 MWh/(km a)	14,44 MWh/(km a)	14,53 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch Kompensation	183,39 MWh/(km a)	366,77 MWh/(km a)	439,74 MWh/(km a)
<b>jährliche Gesamtverluste</b>	<b>481,65 MWh/(km a)</b>	<b>963,31 MWh/(km a)</b>	<b>1248,98 MWh/(km a)</b>
<b>jährliche Gesamtverlustkosten</b>	<b>30,34 T€/ (km a)</b>	<b>60,69 T€/ (km a)</b>	<b>78,69 T€/ (km a)</b>

<sup>6)</sup> Bei einer Übertragungsleistung von 1000, 2000 bzw. 3000 MVA und einer Übertragungsspannung von 380 kV



## 2.6 Kosten der HGÜ

### 2.6.1 Investitionskosten

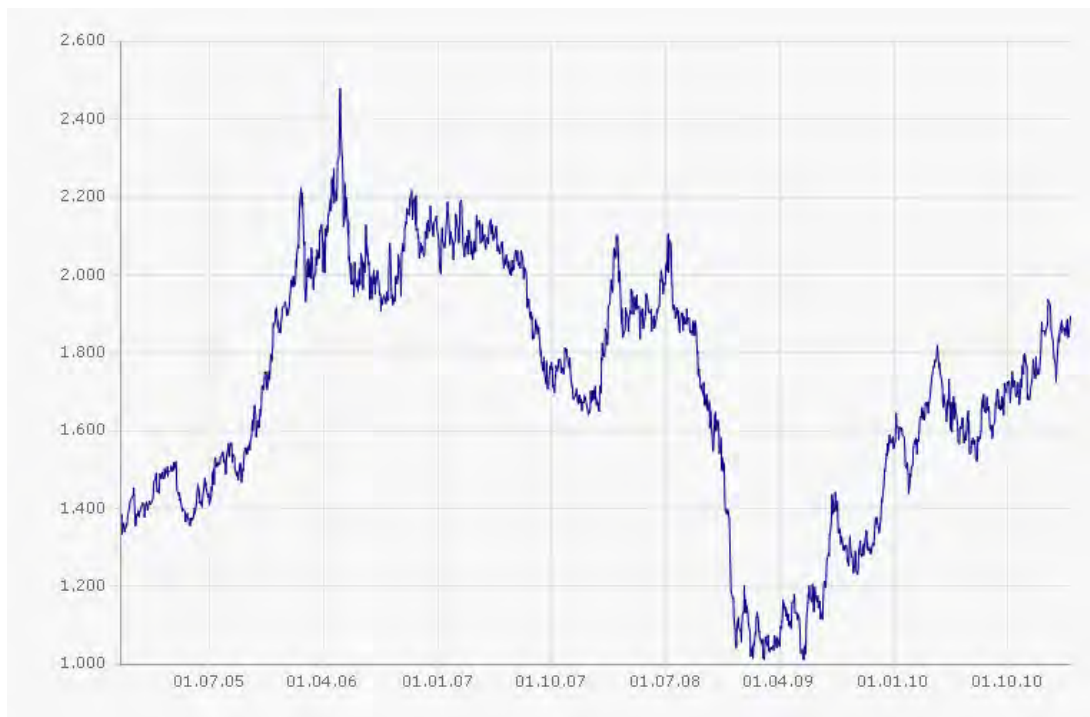
Die Investitionskosten der HGÜ mit Kabel setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Konverterstationen mit ihren Nebenanlagen und die Übertragungsleitung zusammen (**Tabelle 2.13**).

Die Kostenannahme für die 1000-MW-Konverterstationen beruht auf einer Pressemitteilung des Unternehmens Siemens [12] zum sogenannten INELFE-Projekt, einer HGÜ-Verbindung zwischen Frankreich und Spanien mit 2000 MW Übertragungsleistung. Da aus öffentlich zugänglichen Quellen keine Investitionskosten für 800-MW-Konverter ermittelt werden konnten, wurden die Kosten hierfür auf der Basis der 1000-MW-Konverter geschätzt. Auch für die Gleichstrom-Kabel konnten über öffentlich zugängliche Quellen keine Kostenangaben ermittelt werden. Hier wurde daher eine Kostenschätzung auf Basis der bekannten Kostenverhältnisse für Drehstrom-Kabel vorgenommen. Es wurde der Kabelhohlpreis entsprechend der unterschiedlichen Querschnitte angepasst, und es wurden die Kosteneinsparungen durch das günstigere Leitermaterial Aluminium berücksichtigt. Für den Aluminiumpreis wurde hierbei ein mittlerer Wert von 1,8 €/kg verwendet (siehe auch **Abbildung 2.2**). Außerdem wurden Kosteneinsparungen bei den Tiefbauarbeiten in Höhe von 33 % der bei den Drehstrom-Kabeln angesetzten Kosten berücksichtigt, da für jedes HGÜ-System nur zwei anstatt von drei Kabeln, wie bei der HDÜ-Variante, verlegt werden, und der Kabelgraben dadurch schmaler wird. Kostenerhöhungen durch die Querung von Gewässern, Straßen, Bahnlinien und anderen Leitungen, sowie von Wäldern, Naturschutzgebieten, Gebirgen und anderen Landschaftsformen sind in den Kosten wie bei den HDÜ-Kabeln pauschal berücksichtigt. Die real auftretenden Leitungsbaukosten sind projektabhängig und können, insbesondere bei schwierigen geologischen und geografischen Bedingungen und einer hohen Anzahl an Kreuzungen, von den hier angenommenen Werten deutlich abweichen. Die zusätzlichen Kosten für das MS-Kabel für den metallic return sind aufgrund der im Vergleich zu den anderen Kosten geringen Größenordnung vernachlässigt worden. Für die Endverschlüsse und Muffen wurden dagegen in Ermangelung konkreter Angaben die gleichen Werte wie für die Drehstrom-Kabel in **Tabelle 2.9** angenommen, da hier keine wesentlichen Unterschiede zu erwarten sind.

Alle Kostenannahmen wurden mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt.

**Tabelle 2.13** Investitionskosten der HGÜ

	<b>HGÜ1- 1000 MW</b>	<b>HGÜ2- 2000 MW</b>	<b>HGÜ3- 3000 MW</b>	<b>HGÜ4- 3000 MW</b>
Konvertergesamtkosten	4x75.000 T€ = 300.000 T€	4x90.000 T€ = 360.000 T€	8x75.000 T€ = 600.000 T€	6x90.000 T€ = 540.000 T€
Kabelkosten pro Bipol	825 T€/km	915 T€/km	802 T€/km	897 T€/km
Kabelkosten gesamt	1.650 T€/km	1.830 T€/km	3.210 T€/km	2.690 T€/km



**Abbildung 2.2** Verlauf des Aluminiumpreises in €/t seit 01.04.2005 [11]

### 2.6.2 Verlustkosten

Die Verluste der HGÜ setzen sich aus den Stromwärmeverlusten in den Gleichstrom-Kabeln und den Konverterverlusten inklusive der Verluste in den Nebenanlagen zusammen. Die Konverterverluste werden nach den im Teilbericht I gezeigten Verlustkennlinien berechnet. Sie sind unabhängig von der Trassenlänge und dominieren die Gesamtverluste für die in dieser Studie getroffenen Annahmen. Wie **Tabelle 2.14** entnommen werden kann, ist die jährliche Konverterverlustarbeit der 1000 MW Variante erst ab einer Länge von etwa 1000 km kleiner als die jährliche Leitungsverlustarbeit. Für die 2000- und die 3000-MW-Varianten ergibt sich dieser Schnittpunkt bei rund 600 km.

**Tabelle 2.14** Verluste der HGÜ-Varianten

	<b>HGÜ1- 1000 MW</b>	<b>HGÜ2- 2000 MW</b>	<b>HGÜ3- 3000 MW</b>	<b>HGÜ4- 3000 MW</b>
maximale Kabelverluste	47,2 kW/km	130,6 kW/km	212,0 kW/km	203,36 kW/km
maximale Konverterverluste	25,22 MW	50,20 MW	75,89 MW	75,30 MW
jährliche Verlustarbeit durch Kabelverluste	132,12 MWh/(km a)	365,88 MWh/(km a)	594,55 MWh/(km a)	570,06 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch Konverterverluste	132836,64 MWh/a	231404,16 MWh/a	351556,32 MWh/a	347106,24 MWh/a
<b>jährliche Verlustkosten durch Kabelverluste</b>	<b>9,25 T€/ (km a)</b>	<b>25,61 T€/ (km a)</b>	<b>41,62 T€/ (km a)</b>	<b>35,92 T€/ (km a)</b>
<b>jährliche Verlustkosten durch Konverterverluste</b>	<b>8,37 M€/a</b>	<b>14,58 M€/a</b>	<b>22,15 M€/a</b>	<b>21,87 M€/a</b>

## 3 Ergebnisse und Variantenvergleich

### 3.1 Vergleich der Investitionskosten

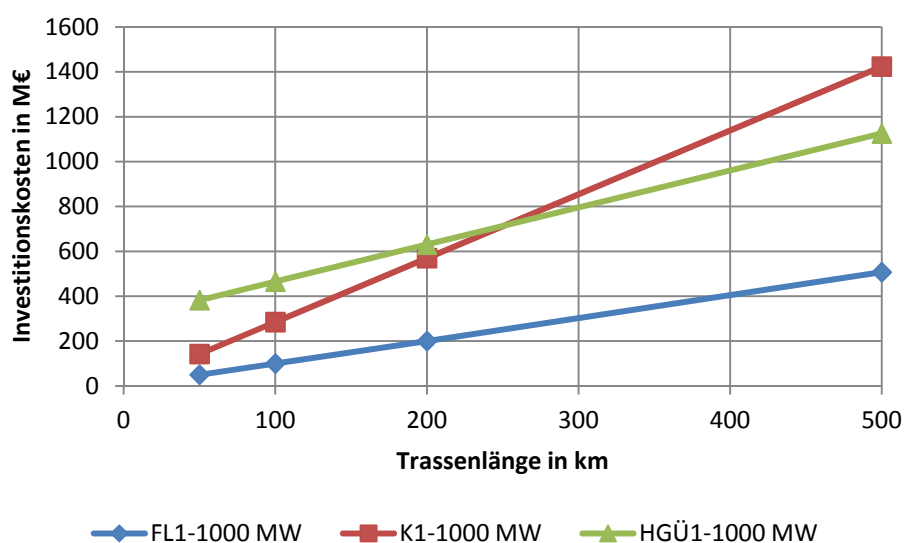
Nachfolgend werden die Investitionskosten für die verschiedenen Varianten, Szenarien und Betriebsmittel vorgestellt und vergleichend bewertet.

#### 3.1.1 Übertragungsleistung 1000 MW

In **Tabelle 3.1** und **Abbildung 3.1** sind die Investitionskosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten und Trassenlängen für die Übertragungsleistung 1000 MW dargestellt. In **Tabelle 3.2** werden zusätzlich Kostenverhältnisse der Investitionskosten angegeben. Es wird deutlich, dass sich für die Freileitung für alle betrachteten Trassenlängen die geringsten Investitionskosten ergeben, da sie auch die geringsten längenbezogenen Investitionskosten aufweist. Für die VSC-HGÜ mit Erdkabeln sind die Konverterkosten für Trassenlängen bis etwa 180 km größer als die Investitionskosten für die Gleichstrom-Kabel. Sie sind deshalb bis zu einer Trassenlänge von etwa 250 km teurer als die Drehstrom-Kabel.

**Tabelle 3.1** Zusammenstellung der Investitionskosten für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge bei einer Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL1-1000 MW	50,0 M€ <sup>7)</sup>	100,0 M€	200,0 M€	507,2 M€
K1-1000 MW	142,4 M€	284,7 M€	569,5 M€	1423,7 M€
HGÜ1-1000 MW	382,5 M€	465,0 M€	630,0 M€	1125,0 M€



<sup>7)</sup> Hier und im Folgenden wird für Mio. € die Abkürzung M€ verwendet.

**Abbildung 3.1** Investitionskosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

**Tabelle 3.2** Investitionskostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1
FL1	1,00	2,85	7,65	1,00	2,85	4,65	1,00	2,85	3,15	1,00	2,81	2,22
K1	0,35	1,00	2,69	0,35	1,00	1,63	0,35	1,00	1,11	0,36	1,00	0,79
HGÜ1	0,13	0,37	1,00	0,22	0,61	1,00	0,32	0,90	1,00	0,45	1,27	1,00

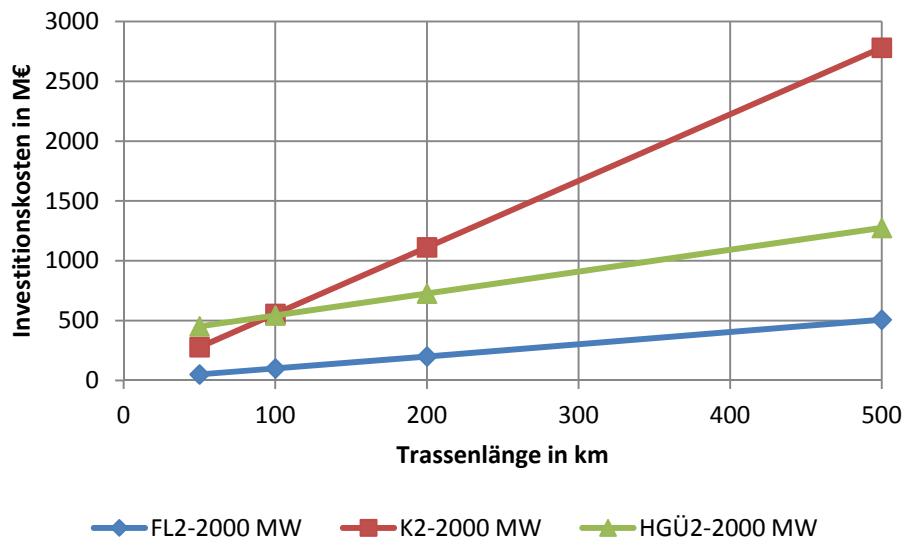
<sup>1)</sup> FL1  $\triangleq$  FL1-1000 MW, K1  $\triangleq$  K1-1000 MW, HGÜ1  $\triangleq$  HGÜ1-1000 MW

### 3.1.2 Übertragungsleistung 2000 MW

In **Tabelle 3.3** und **Abbildung 3.2** sind die Investitionskosten der unterschiedlichen Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge dargestellt. In **Tabelle 3.4** werden die Kostenverhältnisse zwischen den verschiedenen Varianten für die unterschiedlichen Übertragungslängen angegeben. Wie schon für die Übertragungsleistung von 1000 MW ist auch hier die Freileitung bei allen betrachteten Trassenlängen die günstigste Variante, da sie die geringsten längenbezogenen Investitionskosten aufweist. Im Vergleich der Drehstrom- und der HGÜ-Kabel wird deutlich, dass sich die für diese Leistung angenommene Konfiguration der Drehstrom-Kabel ungünstig auf die Investitionskosten auswirkt. Wie **Tabelle 2.4** entnommen werden kann, sind vier Drehstrom-Kabel notwendig, um die geforderte Übertragungsleistungen für den (n-1)-Fall zu erreichen. Dies macht diese Variante gegenüber der VSC-HGÜ, bei der nur zwei bipolare Systeme mit 1000 MW Leistung benötigt werden, ab Trassenlängen von etwa 100 km teurer (vgl. **Tabelle 3.4**).

**Tabelle 3.3** Zusammenstellung der Investitionskosten für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge bei einer Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL2-2000 MW	50,0 M€	100,0 M€	200,0 M€	507,2 M€
K2-2000 MW	278,0 M€	556,1 M€	1112,1 M€	2780,3 M€
HGÜ2-2000 MW	451,5 M€	543,0 M€	726,0 M€	1275,0 M€



**Abbildung 3.2** Investitionskosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

**Tabelle 3.4** Investitionskostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2
FL2	1,00	5,56	9,03	1,00	5,56	5,43	1,00	5,56	3,63	1,00	5,48	2,51
K2	0,18	1,00	1,62	0,18	1,00	0,98	0,18	1,00	0,65	0,18	1,00	0,46
HGÜ2	0,11	0,62	1,00	0,18	1,02	1,00	0,28	1,53	1,00	0,40	2,18	1,00

<sup>1)</sup> FL2  $\triangleq$  FL2-2000 MW, K2  $\triangleq$  K2-2000 MW, HGÜ2  $\triangleq$  HGÜ2-2000 MW

### 3.1.3 Übertragungsleistung 3000 MW

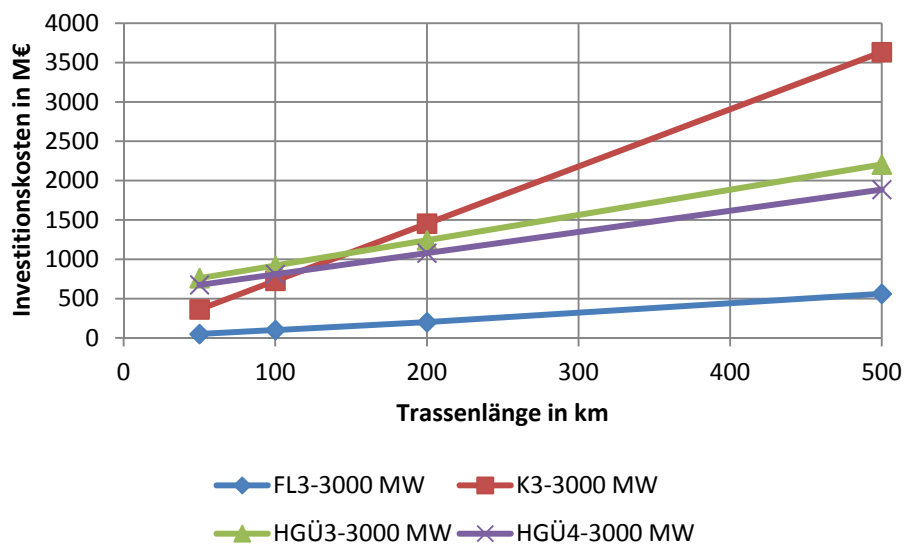
In **Tabelle 3.5** und **Abbildung 3.3** sind für eine Übertragungsleistung von 3000 MW die Investitionskosten für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben bzw. grafisch dargestellt. In **Tabelle 3.6** werden wieder die Kostenverhältnisse zwischen den verschiedenen Varianten für die unterschiedlichen Übertragungslängen angegeben. Auch für diese Übertragungsleistung besitzt die Freileitung für jede betrachtete Trassenlänge die geringsten Investitionskosten, da sie auch für diesen Leistungsbereich die geringsten längenbezogenen Kosten aufweist. Im Vergleich der Drehstrom-Kabel mit der VSC-HGÜ ergibt sich für das Drehstrom-Kabel wieder ein etwas günstigeres Verhältnis, da nun drei bzw. vier bipolare HGÜ-Systeme benötigt werden, um die geforderte Leistung übertragen zu können. Aus diesem Grund wandert der Schnittpunkt zwischen den Investitionskosten wieder zu größeren Trassenlängen hin und liegt nun je nach betrachteter HGÜ-Variante bei etwa 120 bis 150 km. Vergleicht man die beiden HGÜ-Varianten untereinander, so stellt man fest, dass sich für die hier getroffenen Annahmen nur eine geringe Kostenein-



sparung (< 15 %) für die Variante HGÜ4 ergibt, bei der statt der vier 800-MW-Module wie bei der Variante HGÜ3 drei 1000-MW-Module berücksichtigt wurden.

**Tabelle 3.5** Zusammenstellung der Investitionskosten für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge bei einer Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL3-3000 MW	50,0 M€	100,0 M€	200,0 M€	560,8 M€
K3-3000 MW	363,2 M€	726,4 M€	1452,8 M€	3632,0 M€
HGÜ3-3000 MW	760,4 M€	920,8 M€	1241,6 M€	2204,0 M€
HGÜ4-3000 MW	674,6 M€	809,1 M€	1078,2 M€	1885,5 M€



**Abbildung 3.3** Investitionskosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

**Tabelle 3.6** Investitionskostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km				100 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	7,26	15,21	13,49	1,00	7,26	9,21	8,09
K3	0,14	1,00	2,09	1,86	0,14	1,00	1,27	1,11
HGÜ3	0,07	0,48	1,00	0,89	0,11	0,79	1,00	0,88
HGÜ4	0,07	0,54	1,13	1,00	0,12	0,90	1,14	1,00
	200 km				500 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	7,26	6,21	5,39	1,00	6,48	3,93	3,36
K3	0,14	1,00	0,85	0,74	0,15	1,00	0,61	0,52
HGÜ3	0,16	1,17	1,00	0,87	0,25	1,65	1,00	0,86
HGÜ4	0,19	1,35	1,15	1,00	0,30	1,93	1,17	1,00

<sup>1)</sup> FL3 ≙ FL3-3000 MW, K3 ≙ K3-3000 MW, HGÜ3 ≙ HGÜ3-3000 MW, HGÜ4 ≙ HGÜ4-3000 MW

## 3.2 Vergleich der Verlustkosten

Nachfolgend werden die Verlustkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von den Übertragungsleistungen und der Trassenlänge bestimmt und die unterschiedlichen Betriebsmittel miteinander verglichen.

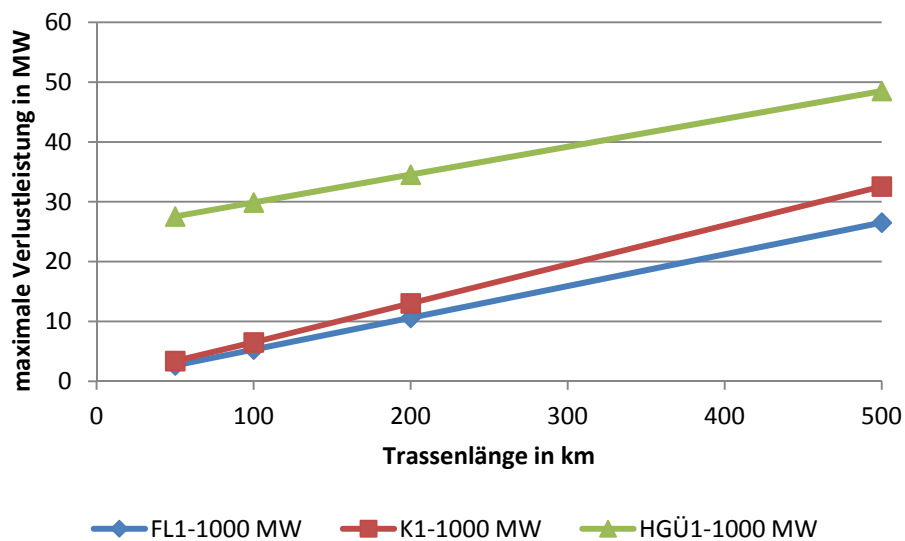
### 3.2.1 Übertragungsleistung 1000 MW

In **Tabelle 3.7** sind für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten die bei einer maximalen Übertragungsleistung von 1000 MW auftretenden Volllastverluste, die jährliche Verlustenergie unter Berücksichtigung der schwankenden Belastung sowie die resultierenden jährlichen Verlustkosten in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. Die maximal auftretende Verlustleistung sowie die Jahresverlustarbeit sind in **Abbildung 3.4** und **Abbildung 3.5** auch grafisch dargestellt. Weiterhin werden in **Tabelle 3.8** auch Verhältnisse der jährlichen Verlustarbeit für die unterschiedlichen Varianten und Trassenlängen aufgeführt.

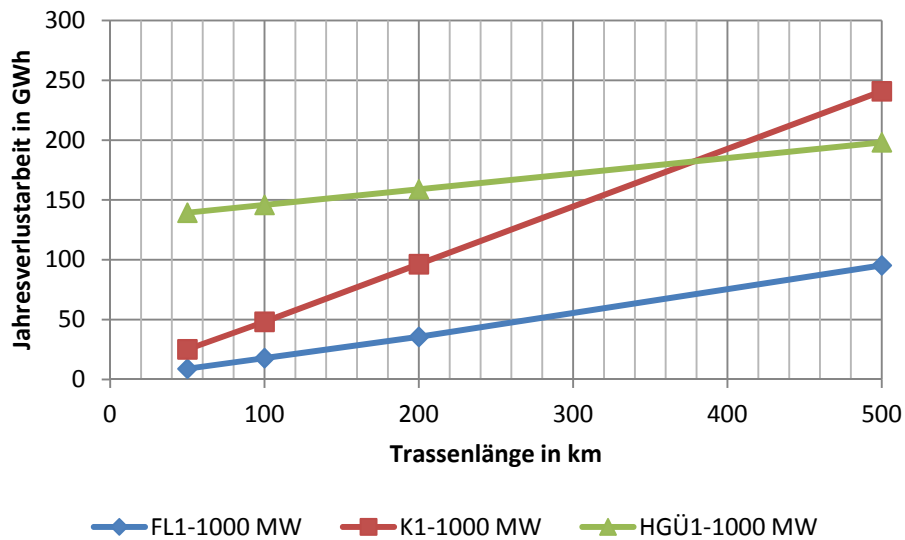
Hierbei wird deutlich, dass die Freileitung bei einer Übertragungsleistung von 1000 MW für alle in dieser Studie betrachteten Trassenlängen sowohl die geringste Maximalverlustleistung, als auch die niedrigste Jahresverlustarbeit besitzt. Beim Drehstrom-Kabel tritt dagegen trotz einer nur geringfügig größeren Maximalverlustleistung eine erheblich größere Jahresverlustarbeit als bei der Freileitung auf. Dies ist auf den großen Einfluss der dauerhaft auftretenden spannungsabhängigen Leitungs- und Kompensationsverluste zurückzuführen. Betrachtet man die Verluste der HGÜ, so kann man sehr gut den Einfluss der längenunabhängigen Konverterverluste ablesen, der sich insbesondere an den hohen Verlusten bei den kurzen Trassenlängen bemerkbar macht. Wie **Abbildung 3.5** entnommen werden kann, besitzt die HGÜ daher auch bis zu einer Länge von etwa 360 km die höchste Jahresverlustarbeit aller untersuchten Betriebsmittel. Durch die niedrigeren längenbezogenen Leitungsverluste der HGÜ sind ihre Verluste jedoch für größere Längen kleiner als die der Drehstrom-Kabel. Der Schnittpunkt mit der Freileitung ist in **Abbildung 3.5** nicht dargestellt, man kann jedoch durch die Verlängerung der Verlustgeraden feststellen, dass dieser für die hier angenommenen Querschnitte bei einer Trassenlänge von etwa 2000 km liegt.

**Tabelle 3.7** Zusammenstellung der maximalen Verlustleistung bei Vollast  $P_{v,max}$  sowie der jährlichen Gesamtverlustarbeit  $W_v$  und –kosten  $K_v$  für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante		50 km	100 km	200 km	500 km
FL1-1000 MW	$P_{v,max}$	2,65 MW	5,30 MW	10,61 MW	26,52 MW
	$W_v$	8,90 GWh	17,79 GWh	35,58 GWh	95,31 GWh
	$K_v$	0,56 M€	1,12 M€	2,24 M€	6,00 M€
K1-1000 MW	$P_{v,max}$	3,38 MW	6,51 MW	13,03 MW	32,56 MW
	$W_v$	25,17 GWh	48,1 GWh	96,33 GWh	240,83 GWh
	$K_v$	1,59 M€	3,03 M€	6,07 M€	15,17 M€
HGÜ1-1000 MW	$P_{v,max}$	27,55 MW	29,88 MW	34,54 MW	48,52 MW
	$W_v$	139,37 GWh	145,90 GWh	158,96 GWh	198,16 GWh
	$K_v$	8,78 M€	9,19 M€	10,01 M€	12,48 M€



**Abbildung 3.4** Maximale Verlustleistung der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW



**Abbildung 3.5** Jahresverlustarbeit der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

**Tabelle 3.8** Verlustkostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1
FL1	1,00	2,83	15,66	1,00	2,70	8,17	1,00	2,71	4,47	1,00	2,53	2,08
K1	0,35	1,00	5,54	0,37	1,00	3,03	0,37	1,00	1,65	0,39	1,00	0,82
HGÜ1	0,06	0,18	1,00	0,12	0,33	1,00	0,22	0,61	1,00	0,48	1,22	1,00

<sup>1)</sup> FL1  $\triangleq$  FL1-1000 MW, K1  $\triangleq$  K1-1000 MW, HGÜ1  $\triangleq$  HGÜ1-1000 MW

### 3.2.2 Übertragungsleistung 2000 MW

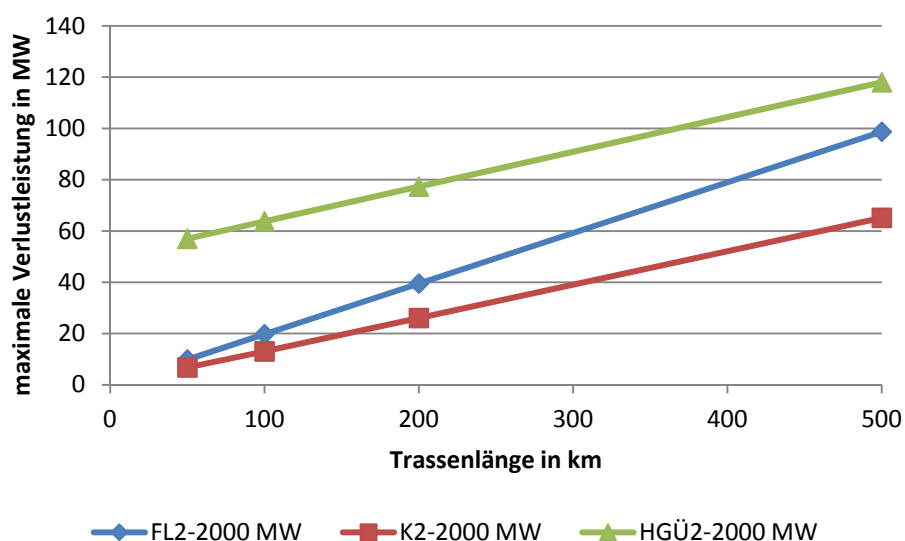
**Tabelle 3.9** zeigt die maximale Verlustleistung sowie die jährliche Verlustarbeit und die daraus resultierenden jährlichen Verlustkosten für die untersuchten Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für die Übertragungsleistung von 2000 MW. Die maximale Verlustleistung und die jährliche Verlustarbeit sind darüber hinaus in **Abbildung 3.6** und **Abbildung 3.7** in Abhängigkeit von der Trassenlänge grafisch dargestellt. Weiterhin werden in **Tabelle 3.10** wieder die Verhältnisse der Verlustkosten für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten und Trassenlängen angegeben.

Im Vergleich zu den Ergebnissen für eine Übertragungsleistung von 1000 MW fällt auf, dass nun das Drehstrom-Kabel für alle betrachteten Trassenlängen die niedrigste maximale Verlustleistung besitzt. Betrachtet man dagegen die für die jährlichen Verlustkosten entscheidende Jahresverlustarbeit, zeigt sich, dass das Kabel aufgrund der hohen dauerhaft auftretenden spannungsabhängigen Verluste und Kompensationsverluste für den angenommen Arbeitsverlustfaktor insgesamt

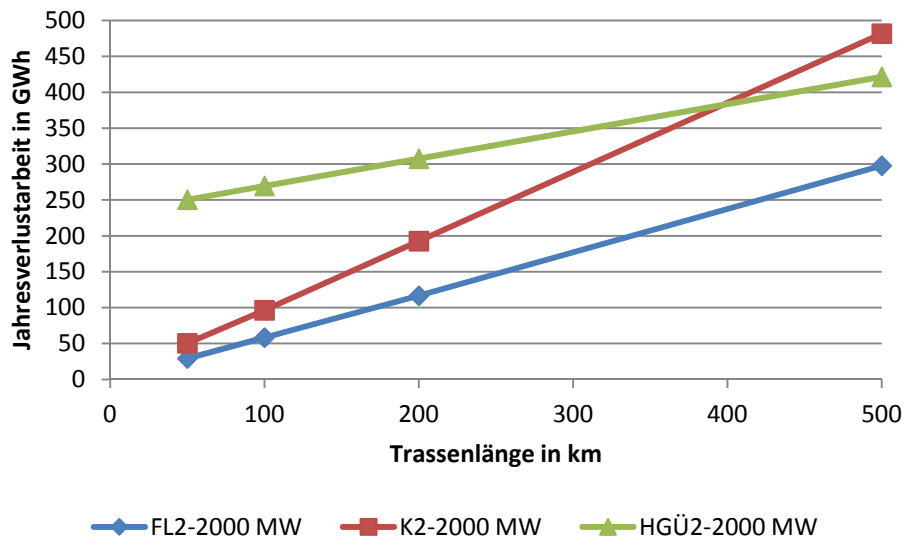
deutlich größere jährliche Verluste als die Freileitung aufweist. Die HGÜ besitzt für alle betrachteten Trassenlängen die höchste maximale Verlustleistung, zeigt aber ab einer Trassenlänge von etwa 380 km durch die niedrigeren Leitungsverluste eine geringere Jahresverlustarbeit als das Drehstrom-Kabel (siehe **Abbildung 3.7**). Der Schnittpunkt der Verlustarbeit von Freileitung und HGÜ ist in **Abbildung 3.7** nicht dargestellt, er kann jedoch durch die Verlängerung der Verlustgeraden abgeschätzt werden und ergibt sich für die hier getroffenen Annahmen bei einer Trassenlänge von etwa 1000 km. Diese Aussagen gelten sinngemäß auch für die entsprechenden Verlustkosten in **Tabelle 3.10**.

**Tabelle 3.9** Zusammenstellung der maximalen Verlustleistung bei Vollast  $P_{v,max}$  sowie der jährlichen Gesamtverlustarbeit  $W_v$  und –kosten  $K_v$  für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante		50 km	100 km	200 km	500 km
FL2-2000 MW	$P_{v,max}$	9,87 MW	19,74 MW	39,49 MW	98,72 MW
	$W_v$	29,13 GWh	58,27 GWh	116,54 GWh	297,69 GWh
	$K_v$	1,83 M€	3,67 M€	7,34 M€	18,75 M€
K2-2000 MW	$P_{v,max}$	6,76 MW	13,03 MW	26,05 MW	65,13 MW
	$W_v$	50,33 GWh	96,33 GWh	192,66 GWh	481,66 GWh
	$K_v$	3,17 M€	6,07 M€	12,14 M€	30,34 M€
HGÜ2-2000 MW	$P_{v,max}$	56,98 MW	63,76 MW	77,31 MW	117,99 MW
	$W_v$	250,41 GWh	269,41 GWh	307,41 GWh	421,42 GWh
	$K_v$	15,78 M€	16,97 M€	19,37 M€	26,55 M€



**Abbildung 3.6** Maximale Verlustleistung der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW



**Abbildung 3.7** Jahresverlustarbeit der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

**Tabelle 3.10** Verlustkostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2
FL2	1,00	1,73	8,59	1,00	1,65	4,62	1,00	1,65	2,64	1,00	1,62	1,42
K2	0,58	1,00	4,98	0,61	1,00	2,80	0,60	1,00	1,60	0,62	1,00	0,87
HGÜ2	0,12	0,20	1,00	0,22	0,36	1,00	0,38	0,63	1,00	0,71	1,14	1,00

<sup>1)</sup> FL2  $\triangleq$  FL2-2000 MW, K2  $\triangleq$  K2-2000 MW, HGÜ2  $\triangleq$  HGÜ2-2000 MW

### 3.2.3 Übertragungsleistung 3000 MW

In **Tabelle 3.11** werden, dem Vorgehen in den vorangegangenen Abschnitten folgend, die maximale Verlustleistung, die jährliche Verlustarbeit und die daraus resultierenden Verlustkosten für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten für die Übertragungsleistung von 3000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. Die maximale Verlustleistung und die jährliche Verlustarbeit werden in **Abbildung 3.8** und **Abbildung 3.9** auch grafisch dargestellt. **Tabelle 3.12** enthält die Verhältnisse der Verlustkosten für die verschiedenen Varianten und Trassenlängen.

Für die angenommene Übertragungsleistung lässt sich der maßgebliche Unterschied zwischen der maximalen Verlustleistung und der jährlichen Verlustarbeit ablesen. Bei der Freileitung treten aufgrund des gegenüber den Drehstrom-Kabeln erheblich kleineren Leiterquerschnitts und des höheren spezifischen Widerstandes des Leitermaterials Aluminium größere Stromwärmeverluste auf. Dies schlägt sich in den gegenüber den Drehstrom-Kabeln mehr als doppelt so hohen maxima-



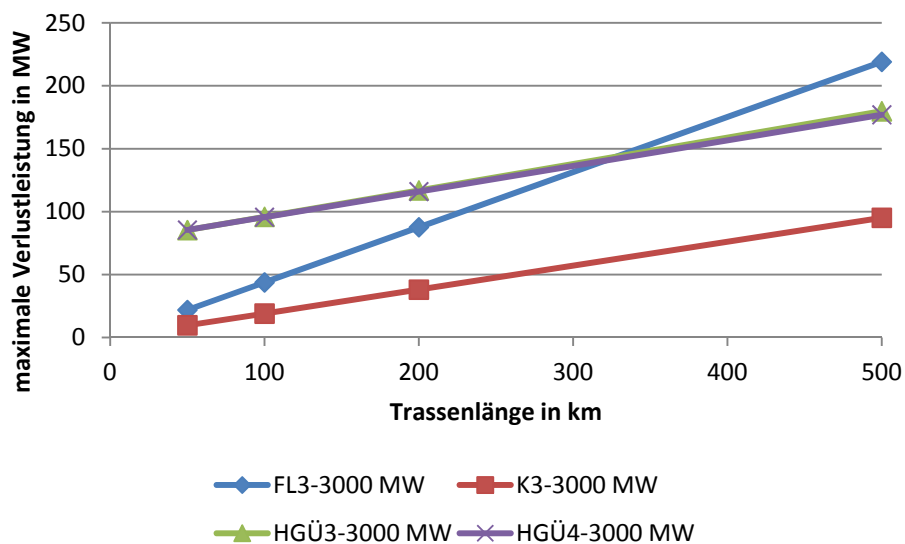
len Verlustleistungen nieder. Da die maximalen Verluste jedoch nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten und die Leitungsverluste durch die quadratische Abhängigkeit vom Übertragungsstrom in den meisten Stunden des Jahres niedriger sind, haben auch die dauerhaft auftretenden spannungsabhängigen Verluste und die Kompensationsverluste einen erheblichen Einfluss auf die jährliche Verlustarbeit. Da diese Verlustanteile beim Drehstrom-Kabel wesentlich größer sind als bei der Drehstrom-Freileitung, besitzen diese für die hier getroffenen Annahmen für alle betrachteten Trassenlängen nahezu die gleiche jährliche Jahresverlustarbeit und gleichen Verlustkosten.

Beim Vergleich der beiden HGÜ-Varianten stellt man fest, dass diese für die betrachteten Trassenlängen nahezu die gleiche maximale Verlustleistung, Jahresverlustarbeit und damit gleiche Verlustkosten aufweisen. Der Grund hierfür liegt darin, dass die beiden Varianten in Summe in etwa den gleichen Kabelquerschnitt aufweisen, was dementsprechend zu etwa gleich großen Leitungsverlusten führt. Außerdem wurden die Verluste der Konverterstationen prozentual aus den Konverterbemessungsleistungen berechnet (siehe Teilbericht I), die ebenfalls in Summe nahezu gleich groß sind.

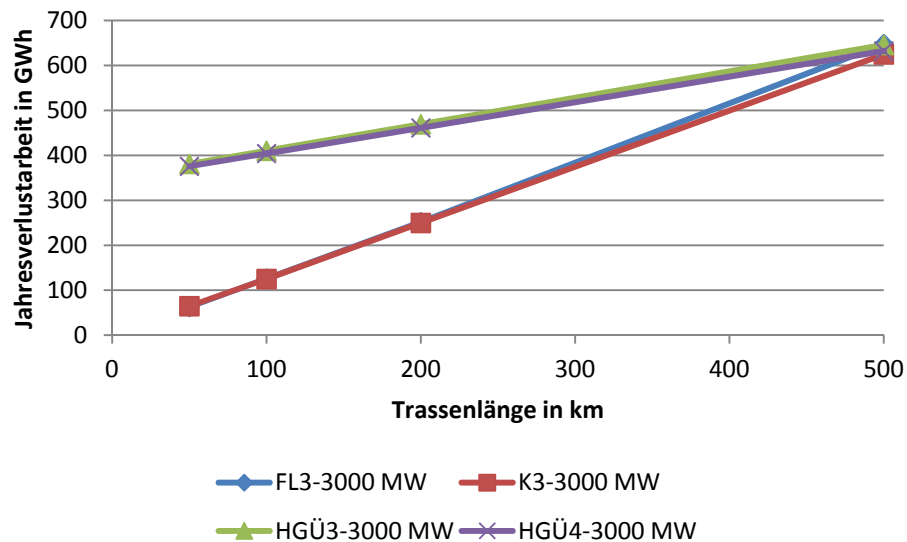
Wie schon bei den Berechnungen für eine Übertragungsleistung von 1000 und 2000 MW festgestellt wurde, besitzen beide HGÜ-Varianten für kurze Trassenlängen höhere Verluste als die Drehstrom-Freileitung und das Drehstrom-Kabel. Da sich durch die hohe Übertragungsleistung von 3000 MW die bei der HGÜ niedrigeren Leitungsverluste stärker auswirken, verschiebt sich der Schnittpunkt zwischen der jährlichen Verlustarbeit der HGÜ- und den Drehstrom-Varianten zu niedrigeren Trassenlängen hin und liegt für die in dieser Studie getroffenen Annahmen bei etwa 480 km für die Drehstrom-Kabel bzw. 500 km für die Drehstrom-Freileitung.

**Tabelle 3.11** Zusammenstellung der maximalen Verlustleistung bei Vollast  $P_{v,max}$  sowie der jährlichen Gesamtverlustarbeit  $W_v$  und –kosten  $K_v$  für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante		50 km	100 km	200 km	500 km
FL3-3000 MW	$P_{v,max}$	21,90 MW	43,81 MW	87,62 MW	219,04 MW
	$W_v$	62,86 GWh	125,73 GWh	251,45 GWh	647,79 GWh
	$K_v$	3,96 M€	7,92 M€	15,84 M€	40,81 M€
K -3000 MW	$P_{v,max}$	9,76 MW	19,03 MW	38,06 MW	95,14 MW
	$W_v$	4,63 GWh	124,90 GWh	249,79 GWh	624,49 GWh
	$K_v$	4,07 M€	7,87 M€	15,74 M€	39,34 M€
HGÜ3-3000 MW	$P_{v,max}$	85,38 MW	95,86 MW	116,83 MW	179,75 MW
	$W_v$	380,95 GWh	410,3 GWh	469,13 GWh	645,49 GWh
	$K_v$	24,00 M€	25,85 M€	29,56 M€	40,67 M€
HGÜ4-3000 MW	$P_{v,max}$	85,4 MW	5,64 MW	115,97 MW	176,98 MW
	$W_v$	375,61 GWh	404,11 GWh	461,12 GWh	632,14 GWh
	$K_v$	23,66 M€	25,46 M€	29,05 M€	39,82 M€



**Abbildung 3.8** Maximale Verlustleistung der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW



**Abbildung 3.9** Jahresverlustarbeit der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

**Tabelle 3.12** Verlustkostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km				100 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	1,03	6,06	5,97	1,00	0,99	3,26	3,21
K3	0,97	1,00	5,89	5,81	1,01	1,00	3,29	3,24
HGÜ3	0,16	0,17	1,00	0,99	0,31	0,30	1,00	0,98
HGÜ4	0,17	0,17	1,01	1,00	0,31	0,31	1,02	1,00
	200 km				500 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	0,99	1,86	1,83	1,00	0,96	0,99	0,97
K3	1,01	1,00	1,88	1,85	1,04	1,00	1,03	1,01
HGÜ3	0,54	0,53	1,00	0,98	1,01	0,97	1,00	0,98
HGÜ4	0,55	0,54	1,02	1,00	1,02	0,99	1,02	1,00

<sup>1)</sup> FL3  $\triangleq$  FL3-3000 MW, K3  $\triangleq$  K3-3000 MW, HGÜ3  $\triangleq$  HGÜ3-3000 MW, HGÜ4  $\triangleq$  HGÜ4-3000 MW

### 3.3 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten

Im Folgenden werden für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten die über eine Nutzungsdauer von 40 Jahren auftretenden Barwerte der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Trassenlänge dargestellt und miteinander verglichen.

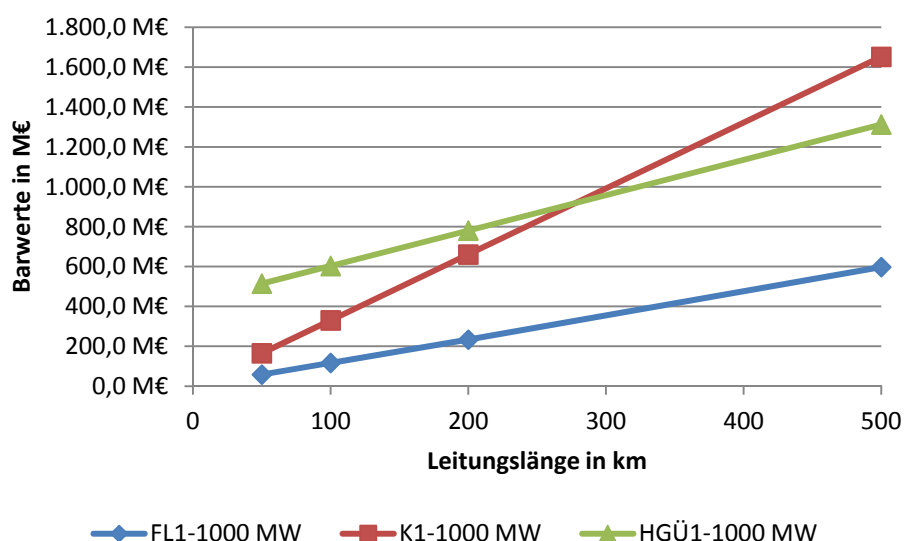
### 3.3.1 Übertragungsleistung 1000 MW

In **Tabelle 3.13** und **Abbildung 3.10** sind die für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten berechneten Barwerte der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. In **Tabelle 3.14** sind außerdem die Verhältnisse der Barwerte dargestellt.

Es wird deutlich, dass die Freileitung für eine Übertragungsleistung von 1000 MW für alle untersuchten Trassenlängen die mit Abstand günstigste Variante darstellt. Wie man **Abbildung 3.10** entnehmen kann, sind die Drehstrom-Kabel bis zu einer Trassenlänge von etwa 280 km günstiger als die HGÜ. Für größere Trassenlängen kehrt sich dieses Verhältnis jedoch um, da ab dieser Länge die geringeren längenbezogenen Investitionskosten der HGÜ-Erdkabel die Mehrkosten für die Konverterstationen kompensieren. Ein weiteres interessantes Ergebnis ist, dass sich der Barwert der HGÜ trotz der niedrigeren Leitungsverluste für große Trassenlängen nicht dem Barwert der Freileitung annähert, sondern dass die Differenz zunimmt. Der Hauptgrund hierfür liegt in den größeren längenbezogenen Investitionskosten für die HGÜ-Kabel, die gegenüber den Verlustkosten einen dominierenden Einfluss auf die Barwerte der Gesamtkosten haben (siehe auch **Abbildung 3.10**).

**Tabelle 3.13** Zusammenstellung der Barwerte der Gesamtkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL1-1000 MW	58,4 M€	116,9 M€	233,7 M€	597,6 M€
K1-1000 MW	166,2 M€	330,4 M€	660,8 M€	1652,0 M€
HGÜ1-1000 MW	514,6 M€	603,3 M€	780,7 M€	1312,8 M€



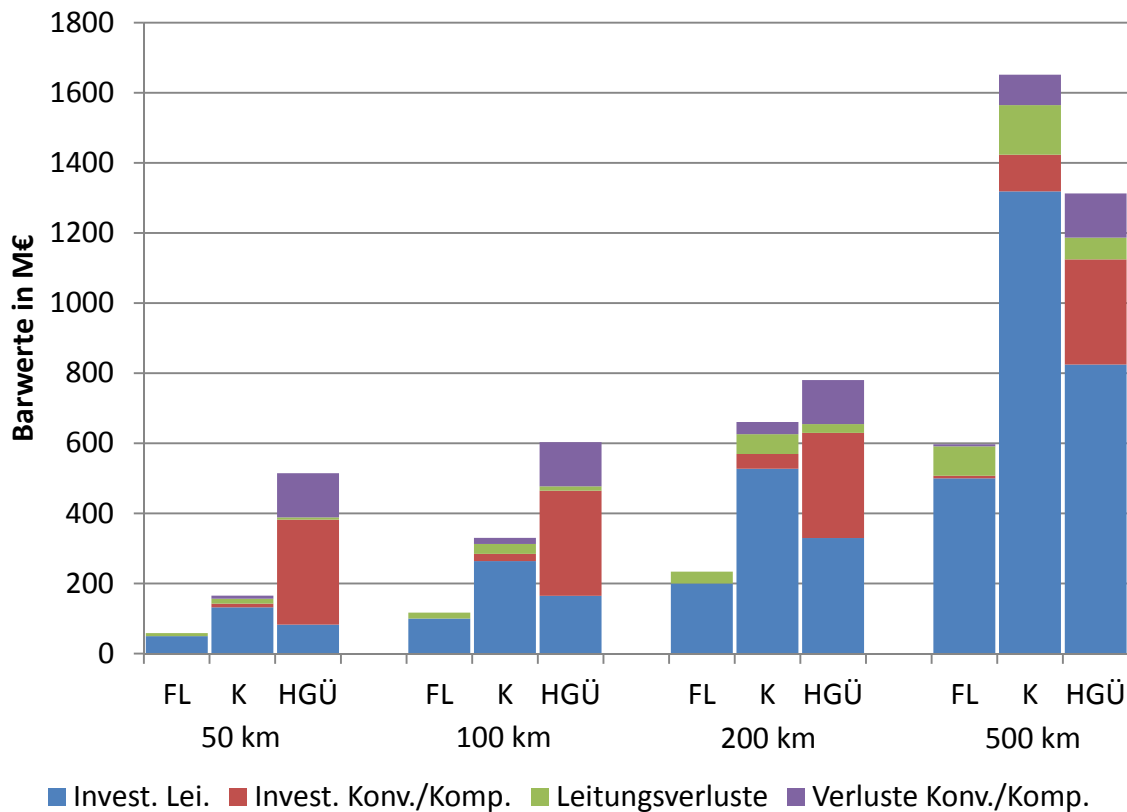
**Abbildung 3.10** Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

In **Abbildung 3.11** sind die Barwerte der Gesamtkosten der verschiedenen Varianten ergänzend als Balkendiagramme dargestellt. Hierbei wurden die Barwerte der Gesamtkosten in die Anteile durch die Investitions- und Verlustkosten für die Leitungen und die ggf. notwendigen Konverter bzw. Kompensationsanlagen aufgeteilt. Hierdurch wird deutlich, dass die Investitionskosten für alle Betriebsmittelvarianten einen dominierenden Einfluss haben. Die Barwerte der Verlustkosten besitzen bei den Drehstrom-Freileitungen und –Kabeln erst für große Trassenlängen einen deutlichen Anteil am Barwert der Gesamtkosten. Bei der HGÜ weisen die Barwerte der Verlustkosten aufgrund der längenunabhängigen Konverterverluste auch schon für kurze Trassenlängen einen erheblichen Anteil an den Barwerten der Gesamtkosten auf. Es lässt sich auch erkennen, dass die Investitionskosten der Konverter bis zu einer Länge von 200 km mehr als die Hälfte der Gesamtinvestitionskosten der HGÜ ausmachen. Die Investitionskosten und Barwerte der Verlustkosten für die Kompensationsanlagen der Drehstrom-Kabel besitzen dagegen nur für große Trassenlängen (> 100 km) einen merkbaren Einfluss auf den Barwert der Gesamtkosten. Bei der Freileitung kann der Anteil der bei 500 km Trassenlänge berücksichtigten Quer-Kompensation aufgrund seiner geringen Höhe vernachlässigt werden.

**Tabelle 3.14** Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1
FL1	1,00	2,83	8,81	1,00	2,83	5,16	1,00	2,83	3,34	1,00	2,76	2,20
K1	0,35	1,00	3,10	0,35	1,00	1,83	0,35	1,00	1,18	0,36	1,00	0,79
HGÜ1	0,11	0,32	1,00	0,19	0,55	1,00	0,30	0,85	1,00	0,45	1,26	1,00

<sup>1)</sup> FL1  $\triangleq$  FL1-1000 MW, K1  $\triangleq$  K1-1000 MW, HGÜ1  $\triangleq$  HGÜ1-1000 MW



**Abbildung 3.11** Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 1000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge

### 3.3.2 Übertragungsleistung 2000 MW

In **Tabelle 3.15** und **Abbildung 3.12** sind die Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. In **Tabelle 3.16** sind die Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten angegeben. Es wird deutlich, dass die Freileitung auch für diese Übertragungsleistung für alle betrachteten Trassenlängen die beste Gesamtwirtschaftlichkeit besitzt. Wie man **Abbildung 3.12** entnehmen kann, existiert mit den hier getroffenen Annahmen auch für größere Längen kein wirtschaftlicher Schnittpunkt mit den anderen Varianten. Die Differenz der Barwerte der Gesamtkosten der Drehstrom-Kabel und der HGÜ mit denen der Freileitung wird mit größer werdenden Trassenlängen aufgrund der größeren längenbezogenen Investitionskosten für die Drehstrom- und HGÜ-Kabel gegenüber den längenbezogenen Investitionskosten für die Freileitung größer.

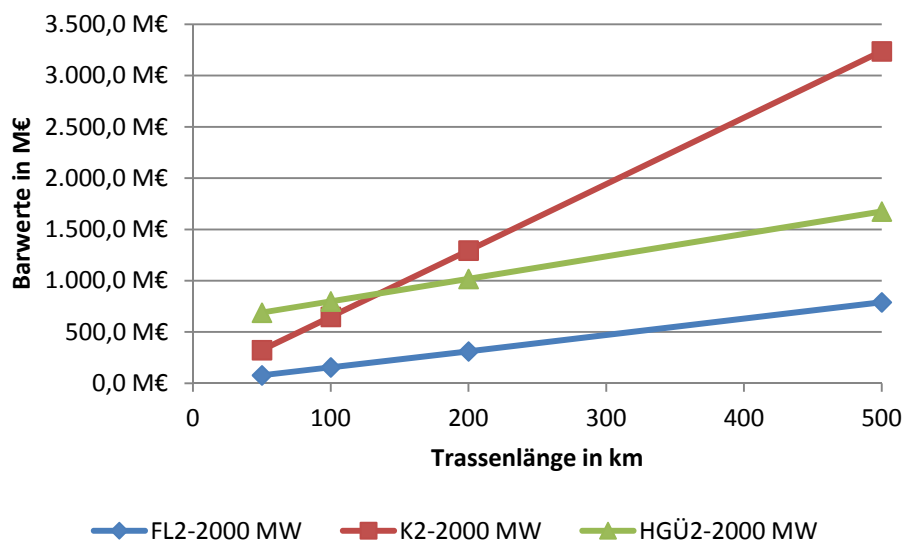
Im Vergleich der Drehstrom-Kabel mit der Drehstrom-Freileitung und der VSC-HGÜ zeigen sich wirtschaftliche Nachteile. Diese resultieren im Wesentlichen aus der bereits in den Abschnitten 2.3 und 3.1.2 beschriebenen Notwendigkeit vier Kabelsysteme legen zu müssen, um die geforderte Übertragungsleistung von 2000 MW auch im (n-1)-Fall sicher übertragen zu können, woraus sich hohe In-



vestitionskosten pro Kilometer Trassenlänge ergeben. Da die HGÜ-Variante mit nur zwei bipolaren Systemen auskommt, ergibt sich in der Folge bereits für eine Trassenlänge von etwa 130-140 km ein Schnittpunkt der Barwerte der Gesamtkosten. Ab dieser Trassenlänge stellt die HGÜ die wirtschaftlichere der beiden Varianten dar.

**Tabelle 3.15** Zusammenstellung der Barwerte der Gesamtkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL2-2000 MW	77,6 M€	155,2 M€	310,5 M€	789,4 M€
K2-2000 MW	325,7 M€	647,4 M€	1294,8 M€	3326,9 M€
HGÜ2-2000 MW	688,9 M€	798,4 M€	1017,4 M€	1674,5 M€



**Abbildung 3.12** Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

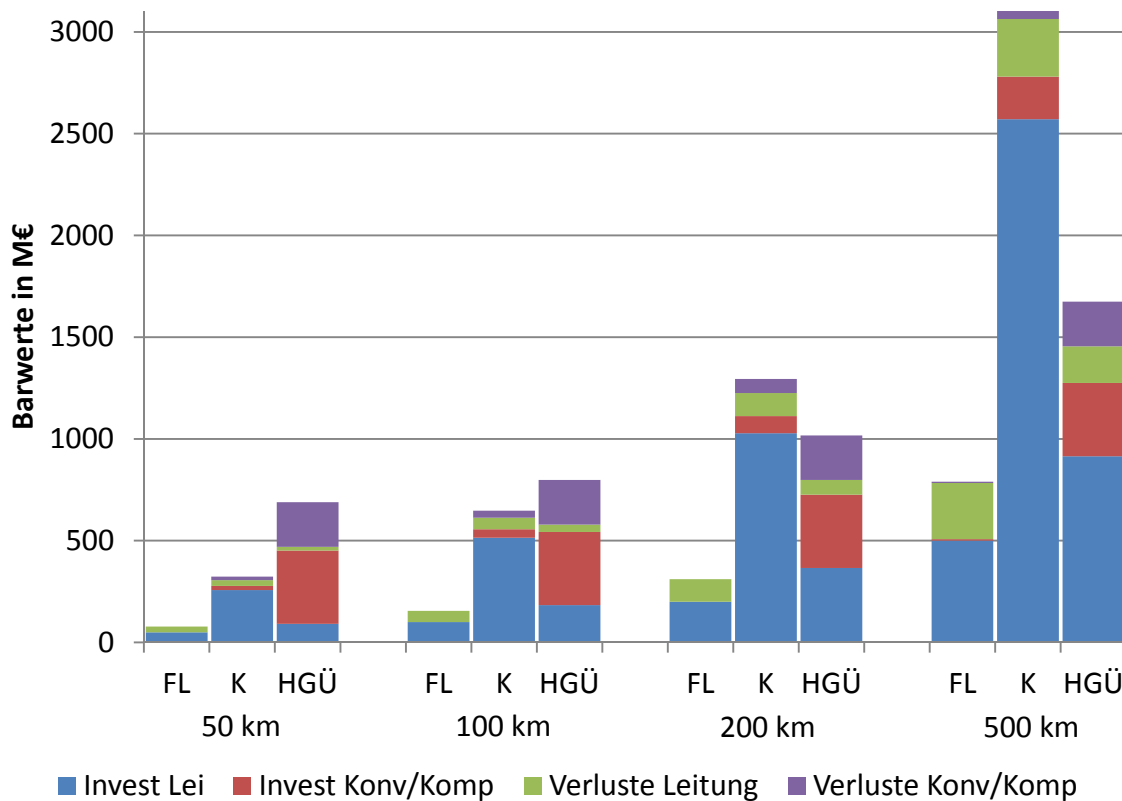
In **Abbildung 3.13** werden für die untersuchten Trassenlängen und Betriebsmittelvarianten die Bestandteile der Barwerte der Gesamtkosten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW gezeigt. Auch für die Übertragungsleistung von 2000 MW werden die Barwerte der Gesamtkosten im Wesentlichen durch die Investitionskosten bestimmt. Die Verlustkosten machen nur einen relativ geringen Anteil der Gesamtkosten aus. Lediglich bei der Freileitung machen die Barwerte der Verlustkosten einen größeren Anteil an den Barwerten der Gesamtkosten aus, der im Bereich von etwa 30 % liegt. Dies resultiert nicht daraus, dass die Freileitung größere Verlustkosten als die anderen Varianten besitzt, sondern im Wesentlichen aus den gegenüber den Drehstrom- und HGÜ-Kabeln erheblich niedrigen Investitionskosten. Weiterhin wird deutlich, dass die Barwertanteile der bei der

Drehstrom-Freileitung für 500 km Trassenlänge mit berücksichtigten Kompensationsanlagen gegenüber den anderen Barwertbestandteilen vernachlässigt werden können.

**Tabelle 3.16** Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2
FL2	1,00	4,17	8,88	1,00	4,17	5,14	1,00	4,17	3,28	1,00	4,10	2,12
K2	0,24	1,00	2,11	0,24	1,00	1,23	0,24	1,00	0,79	0,24	1,00	0,52
HGÜ2	0,11	0,47	1,00	0,19	0,81	1,00	0,31	1,27	1,00	0,47	1,93	1,00

<sup>1)</sup> FL2  $\triangleq$  FL2-2000 MW, K2  $\triangleq$  K2-2000 MW, HGÜ2  $\triangleq$  HGÜ2-2000 MW



**Abbildung 3.13** Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge

### 3.3.3 Übertragungsleistung 3000 MW

In **Tabelle 3.17** und **Abbildung 3.14** sind die Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für die Übertragungsleistung von 3000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge dargestellt. Wie schon in den vorangegangenen Ab-

schnitten sind in **Tabelle 3.18** die Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten angegeben.

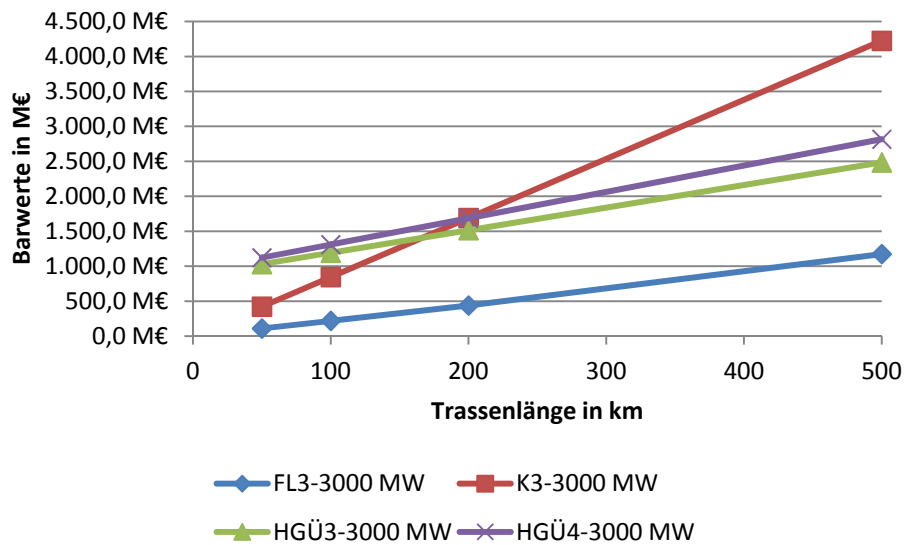
Auch bei dieser Übertragungsleistung bleibt die Freileitung die gesamtwirtschaftlich günstigste Variante. Die Differenz zwischen den Barwerten der Gesamtkosten der Drehstrom-Kabel zu denen der Freileitung wird auch hier wieder mit größer werdenden Trassenlängen größer. Gleiches gilt für die entsprechende Differenz zwischen den Barwerten der Gesamtkosten der HGÜ-Varianten zu denen der Freileitung.

Im Vergleich zu den Ergebnissen für eine Übertragungsleistung von 2000 MW ergeben sich für das Drehstrom-Kabel gegenüber der HGÜ mit Kabel wieder etwas günstigere Ergebnisse. Der wirtschaftliche Schnittpunkt der beiden Varianten liegt jetzt je nach betrachteter HGÜ-Variante bei etwa 180 bis 200 km Trassenlänge.

Der Vergleich der beiden HGÜ-Varianten zeigt, dass die Variante HGÜ4 nur um 8-12 % günstiger ist als die Variante HGÜ3. Wie **Abbildung 3.15** und auch den vorangegangenen Abschnitten 3.1.3 und 3.2.3 entnommen werden kann, resultiert dies im Wesentlichen daraus, dass beide HGÜ-Varianten nahezu gleiche Verlustkosten und bezogen auf die Gesamtkosten nur geringfügig unterschiedliche Investitionskosten aufweisen.

**Tabelle 3.17** Zusammenstellung der Barwerte der Gesamtkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL3-3000 MW	109,6 M€	219,2 M€	438,4 M€	1174,5 M€
K3-3000 MW	424,5 M€	844,8 M€	1689,6 M€	4224,0 M€
HGÜ3-3000 MW	1121,5 M€	1309,8 M€	1686,3 M€	2815,9 M€
HGÜ4-3000 MW	1030,6 M€	1192,2 M€	1515,3 M€	2484,7 M€



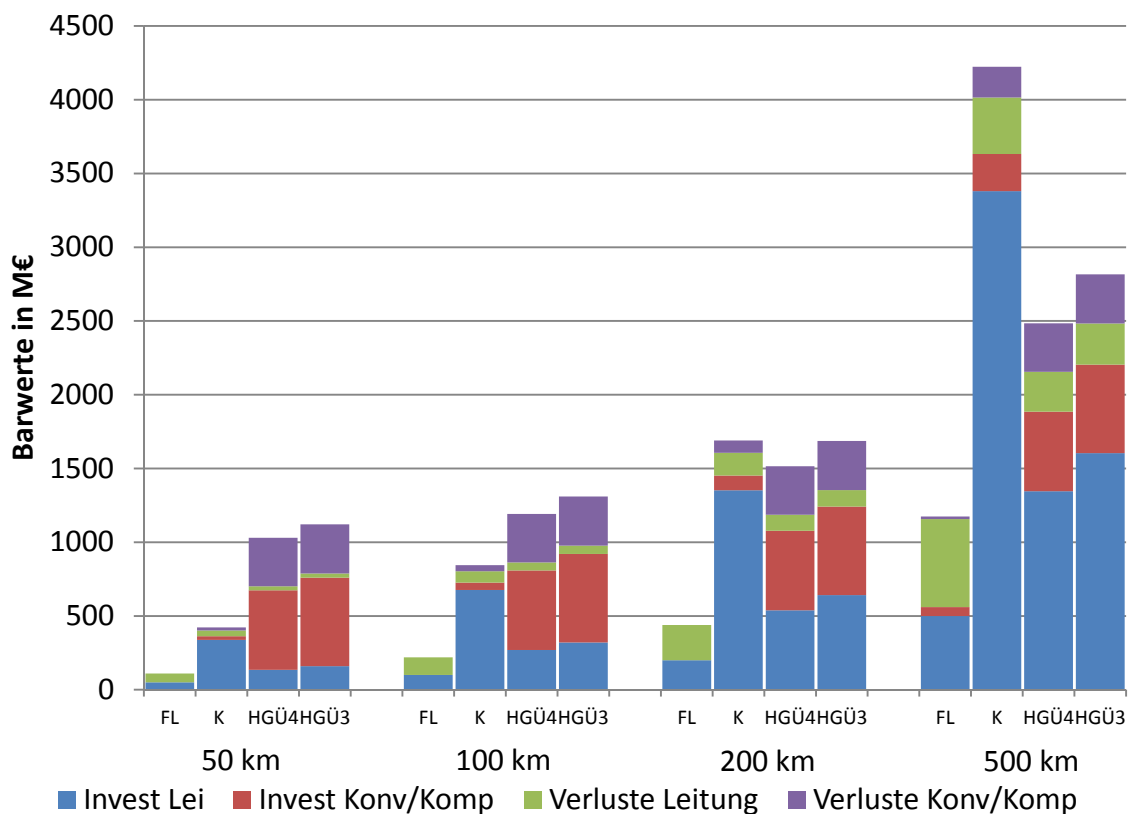
**Abbildung 3.14** Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Wertet man die in **Abbildung 3.15** gegebene Zusammensetzung der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten aus, so stellt man fest, dass auch für eine Übertragungsleistung von 3000 MW die Barwerte Gesamtkosten der Drehstrom- und HGÜ-Kabel im Wesentlichen durch die Investitionskosten bestimmt werden, während die Barwerte der Verlustkosten nur einen vergleichsweise kleinen Anteil der Barwerte der Gesamtkosten ausmachen. Bei der Freileitung hingegen besitzen die Barwerte der Verlustkosten aufgrund der wesentlich niedrigeren Investitionskosten (vgl. Abschnitt 3.1.3) einen Anteil von etwa 50 % der Barwerte der Gesamtkosten. Die Verluste werden hierbei nahezu ausschließlich durch die Leitungsverluste bestimmt. Die bei 500 km zusätzlich angenommene Längs- und Quer-Kompensation verursacht erneut nur einen vernachlässigbaren Anteil an Investitionskosten und den Barwerten der Gesamtverluste.

**Tabelle 3.18** Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante <sup>1)</sup>	50 km				100 km			
	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3
FL3	1,00	3,85	9,40	10,23	1,00	3,85	5,44	5,98
K3	0,26	1,00	2,43	2,64	0,26	1,00	1,41	1,55
HGÜ3	0,11	0,41	1,00	1,09	0,18	0,71	1,00	1,10
HGÜ4	0,10	0,38	0,92	1,00	0,17	0,64	0,91	1,00
	200 km				500 km			
	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3
FL3	1,00	3,85	3,46	3,85	1,00	3,60	2,12	2,40
K3	0,26	1,00	0,90	1,00	0,28	1,00	0,59	0,67
HGÜ3	0,29	1,12	1,00	1,11	0,48	1,70	1,00	1,13
HGÜ4	0,26	1,00	0,90	1,00	0,42	1,50	0,88	1,00

<sup>1)</sup> FL3  $\triangleq$  FL3-3000 MW, K3  $\triangleq$  K3-3000 MW, HGÜ3  $\triangleq$  HGÜ3-3000 MW, HGÜ4  $\triangleq$  HGÜ4-3000 MW



**Abbildung 3.15** Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge

## 4 Zusammenfassung

Im Teilbericht IV wurde ein Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen Drehstrom-Freileitung und –kabel sowie der VSC-HGÜ mit Kabel vorgestellt. Hierbei wurden unterschiedliche Trassenlängen (50, 100, 200 und 500 km) und Übertragungsleistungen (1000, 2000 und 3000 MW) sowie unterschiedliche, aber für die jeweilige Übertragungsaufgabe ausgelegte Betriebsmittelvarianten untersucht.

Für die Investitionskosten der verschiedenen Übertragungssysteme und die zugrunde gelegten allgemeinen wirtschaftlichen Annahmen (z. B. Jahresbelastungsgrad und Verlustkosten) wurden aus der Literatur typische Werte ermittelt und mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt. Die Ergebnisse der Berechnungen können damit zwar nicht direkt auf reale Projekte übertragen werden, da die Investitions- und Verlustkosten immer projektspezifisch sind, sie bieten aber aufgrund der Vielzahl an untersuchten Varianten und Szenarien eine gute Basis für einen grundsätzlichen Wirtschaftlichkeitsvergleich der Betriebsmittelvarianten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Drehstrom-Freileitung mit dem hier betrachteten Leiterquerschnitt für alle untersuchten Trassenlängen und Übertragungsleistungen die geringsten Investitionskosten besitzt und bei nahezu allen untersuchten Übertragungsleistungen und Trassenlängen trotz höherer maximaler Verlustleistungen insgesamt die geringste Jahresverlustarbeit aufweist. Lediglich bei einer Übertragungsleistung von 3000 MW liegt die Jahresverlustarbeit der Freileitung knapp über denen der Drehstrom-Kabel und für Trassenlängen von 500 km und mehr auch über denen der HGÜ.

Die Betrachtung der Barwerte der Gesamtkosten zeigt, dass sich für die Drehstrom-Freileitung für alle untersuchten Trassenlängen und Übertragungsleistungen die beste Gesamtwirtschaftlichkeit ergibt. Je nach Übertragungsleistung und Trassenlänge ergeben sich für die Drehstrom-Kabel-Varianten über eine Betriebszeit von 40 Jahren um den Faktor 2,76 (500 km Trassenlänge) bis 4,17 (50 km Trassenlänge) höhere Gesamtkosten. Im Vergleich der VSC-HGÜ-Varianten mit der Freileitung liegt der Kostenfaktor im Bereich von 2,12 (500 km Trassenlänge) bis 10,23 (50 km Trassenlänge). Die absolute Differenz der Barwerte der Gesamtkosten der Drehstrom-Kabel-Varianten und der VSC-HGÜ-Varianten zu denen der Freileitungsvariante wird mit größer werdenden Trassenlängen aufgrund der höheren längenbezogenen Investitionskosten für die Drehstrom- und HGÜ-Kabel gegenüber den längenbezogenen Investitionskosten für die Freileitung für alle untersuchten Übertragungsleistungen größer.

Der Vergleich der Drehstrom-Kabel-Varianten mit den VSC-HGÜ-Varianten zeigt, dass diese in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung für Trassenlängen bis in den Bereich von 130 bis 280 km die bessere Gesamtwirtschaftlichkeit aufweisen, da in diesem Längenbereich die Investitionskosten für die Konverterstationen und die höheren Verlustkosten der VSC-HGÜ mit Kabel nicht durch deren geringere



Investitionskosten für die Kabel kompensiert werden. Die VSC-HGÜ ist daher erst für größere Trassenlängen gegenüber dem Drehstromkabel wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] B. R. Oswald and L. Hofmann, "Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar," Leibniz Universität Hannover, Hannover, Gutachten im Auftrag der transpower stromübertragungs gmbh 20.03.2010.
- [2] B. Oswald, "380-kV-Salzburgleitung, Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach," Leibniz Universität Hannover, Wien, Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH 2009.
- [3] B. Oswald, "Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz," Hannover, Oldenburg, 2005.
- [4] H. Brakelmann and I. Erlich, "Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus," Sachverständigenrat für Umweltfragen, Rheinberg/Mülheim, Materialien zur Umweltforschung 41 März 2010.
- [5] J. Zillmer, S. Thiem, J. Fromme, and I. Ellersdorfer, "Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung "St. Peter - Tauern" im Bundesland Salzburg," KEMA IEV - Ingenieurunternehmen für Energieversorgung GmbH, Dresden, Endbericht 2008.
- [6] Tennet TSO GmbH. (2011, März) [Online]. [www.tennetso.de](http://www.tennetso.de)
- [7] Amprion GmbH. (2011, März) [Online]. [www.amprion.de](http://www.amprion.de)
- [8] 50Hertz Transmission GmbH. (2011, März) [Online]. [www.50hertz-transmission.net](http://www.50hertz-transmission.net)
- [9] ENBW Transportnetze AG. (2011, März) [Online]. [www.enbw.com](http://www.enbw.com)
- [10] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020," Köln, Endbericht Februar 2005.
- [11] (2011, März) finanzen.net. [Online]. [www.finanzen.net](http://www.finanzen.net)
- [12] Siemens AG. (2011, März) [Online]. [http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2011/power\\_transmission/ept201101032.htm](http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2011/power_transmission/ept201101032.htm)

# Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

## Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
- Teil II: Thermische Berechnungen
- Teil III: Elektrische und magnetische Felder
- Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog**

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke  
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 21 Seiten.

Hannover, 31.12.2011

# Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Technisch-Wirtschaftlicher Kriterienkatalog</b>	<b>311</b>
1.1 Verbreitung, Betriebserfahrung, Nutzungsdauer und Entwicklungsstand	312
1.2 Aufbau und Isolierung	313
1.3 Betriebsverhalten	315
1.4 Fehlergeschehen und Schutz	317
1.5 Flächenbedarf und Emissionen	318
1.6 Übertragungsverluste	321
1.7 Wirtschaftlichkeit	322
<b>2 Zusammenfassende Bewertung und Empfehlungen</b>	<b>324</b>

## **1 Technisch-Wirtschaftlicher Kriterienkatalog**

In den folgenden Tabellen werden technische, betriebliche und wirtschaftliche Kriterien beschrieben, die für den Vergleich von Drehstrom-Freileitungen und – VPE-Kabeln sowie der VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln herangezogen werden können. Hierbei muss beachtet werden, dass die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit, den Übertragungsverlusten, dem thermischen Verhalten sowie der elektromagnetischen Verträglichkeit nicht allgemein gültig sind, sondern nur für die in den entsprechenden Teilberichten vorgestellten Szenarien gelten. Sie geben aber gute Anhaltswerte für die grundsätzliche Bewertung der Übertragungssysteme und für die Darstellung der grundsätzlichen Unterschiede. Generell ist zu betonen, dass die technische und wirtschaftliche Auslegung bei Leitungsprojekten in der 380-kV-Ebene und damit auch der Vergleich immer vom konkreten Projekt und seinen Randbedingungen (z. B. Übertragungsleistung, Trassenlänge, etc.) abhängig sind.

## 1.1 Verbreitung, Betriebserfahrung, Nutzungsdauer und Entwicklungsstand

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Verbreitung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•mehr als 99,7 % der 380- und 220-kV-Leitungen im deutschen Übertragungsnetz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•weniger als 0,3 % der 380- und 220-kV-Leitungen im deutschen Übertragungsnetz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•noch kein Einsatz im vermaschten Übertragungsnetz</li> <li>•bislang Einsatz als Punkt-zu-Punkt-Verbindung und zur Kopplung asynchroner Netze (z. B. als Seekabelverbindung) oder für den Netzanschluss von Offshore-Windparks</li> </ul>
<b>Betriebserfahrung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•langjährige Betriebserfahrung</li> <li>•380-kV-Freileitungen seit 60 Jahren in Deutschland im Einsatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•nur wenige kurze (&lt; 22 km) Abschnitte seit 1986 in Betrieb</li> <li>•keine Langzeiterfahrungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•VSC-HGÜ seit 2002 mit <math>\pm 150</math> kV im Einsatz</li> <li>•<math>\pm 320</math> kV laut Hersteller seit 2010 verfügbar, noch keine realisierten Projekte</li> <li>•keine Langzeiterfahrungen</li> </ul>
<b>Nutzungsdauer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•hohe Nutzungsdauer (&gt; 80 Jahre)</li> <li>•gute Durchführbarkeit von die Nutzungsdauer verlängernden Maßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Nutzungsdauer wird auf mindestens 40 Jahre geschätzt, es sind jedoch noch keine Langzeiterfahrungen vorhanden</li> <li>•kaum Möglichkeiten zur Durchführung von die Nutzungsdauer verlängernden Maßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Kabel: wie Drehstrom-Kabel</li> <li>•Konverter: Nutzungsdauer laut ABB 50-60 Jahre</li> </ul>
<b>Entwicklungsstand</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•ausgereifte, bewährte Technik</li> <li>•keine Entwicklungssprünge zu erwarten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•ausgereifte, bewährte Technik</li> <li>•keine Entwicklungssprünge zu erwarten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•bewährte Technik</li> <li>•weitere Verlustreduzierungen, größere Übertragungsleistungen durch höhere Gleichspannungen und höhere Verfügbarkeit zu erwarten</li> </ul>



## 1.2 Aufbau und Isolierung

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Aufbau</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>einfacher, aber aufgrund der großen Isolationsabstände zwischen den Leitern und der Erde breiter und hoher Aufbau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>fester Isolierstoff VPE ermöglicht sehr kleine Isolationsabstände und dadurch kompakte Anordnung</li> <li>komplizierter Aufbau aufgrund mehrerer Leitschichten, Kabelschirm, Quer- und Längswassersperrungen und äußerer Hüllen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>wie Drehstrom-Kabel</li> <li>Konverterstationen am Anfang und Ende sowie an den Abgängen beim Multi-Terminal-Betrieb</li> </ul>
<b>Isolierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung mit hoher elektrischer Festigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>alternde VPE-Isolierung, Alterung abhängig von elektrischer und thermischer Belastung, VPE-Isolierung mit hohen Anforderungen an Reinheit und Wasserdichtigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>

### 1.3 Errichtung, Legung und Querungen

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Errichtung und Legung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle 300 – 400 m Mast mit Fundament erforderlich</li> <li>• flexible Anpassung an Landschaft durch Wahl der Maststandorte, Mastform, Mastart und Spannweite</li> <li>• Entfernung von hochwachsendem Bewuchs auf dem Schutzstreifen</li> <li>• temporäre Zuwegung, je nach Baugrund ggf. auch Baustraße erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Legung in Graben, ggf. mit Schutzrohr, oder Tunnelbauweise (offene oder geschlossene Bauweise)</li> <li>• Grabentiefe 1,75 m, Trassenbreite während Bauphase mindestens 27 m (für 4 Kabelsysteme)</li> <li>• alle 600-900 m Muffengrube oder Muffenbauwerk</li> <li>• Einsatz von thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial (Magerbeton, Sand-Kies-Gemische)</li> <li>• Transportbedarf für Bodenaushub und Bettungsmaterial</li> <li>• Schwertransporte (Trommelgewicht 40 t) erforderlich</li> <li>• Baustraße mit fester Deckung erforderlich</li> <li>• ggf. Wasserhaltung während Bauphase notwendig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>
<b>Querungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Querung von Verkehrswegen, Gewässern durch Überspannung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Querung von Gewässern und größeren Straßen mit Bohrpressverfahren oder HDD-Bohrung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>

## 1.4 Betriebsverhalten

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Übertragungsleistung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•sehr hohe Übertragungsleistung durch gute Wärmeabführung</li> <li>•Übertragungsleistung begrenzt durch minimalen Bodenabstand und Längsspannungsabfall, aber ausreichend für Trassenlängen im europäischen Übertragungsnetz</li> <li>•bei günstigen Umgebungsbedingungen (Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Umgebungstemperatur, Globalstrahlung) deutlich erhöhte Belastbarkeit (Leiterseilmonitoring)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Übertragungsleistung begrenzt durch:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ thermische Bodenwiderstände</li> <li>○ kapazitive Ladeströme</li> </ul> </li> <li>•ähnlich hohe Übertragungsleistung wie Freileitung nur mit mehreren parallelen Kabeln und durch thermische Bettung, Cross-Bonding und Kompensation erreichbar</li> <li>•bei mehreren Systemen im selben Graben geht die Belastbarkeit zurück</li> <li>•bei günstigen Umgebungsbedingungen erhöhte Belastbarkeit (Temperaturmonitoring)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Übertragungsleistung begrenzt durch:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ thermische Bodenwiderstände</li> <li>○ installierte Konverterleistung</li> </ul> </li> <li>•ähnliche hohe Übertragungsleistung wie Freileitung nur mit mehreren parallelen Systemen und durch thermische Bettung erreichbar</li> <li>•bei mehreren Systemen im selben Graben geht die Belastbarkeit zurück.</li> </ul>
<b>Überlastbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•gut überlastbar durch ausreichende Leistungsreserve</li> <li>•begrenzt durch Entfestigung der Leiterseile und Einhaltung des zulässigen Durchhanges bei längerer Überschreitung der maximal zulässigen Leitertemperatur von 80°C</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•je nach Vorbelastung nur kurzzeitig überlastbar</li> <li>•maximal zulässige Leitertemperatur von 90°C muss eingehalten werden, um vor-schnelle Alterung oder Beschädigung der Isolation zu vermeiden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•wie Drehstrom-Kabel</li> <li>•Konverterstationen nur geringfügig und sehr kurzzeitig im Sekundenbereich überlastbar</li> </ul>

<b>Impedanz / Leistungsaufteilung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• automatische Leistungsaufteilung entsprechend der Impedanzen im Netz</li> <li>• Impedanzbelag passend zum freileitungsdominierten HÖS-Netz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• automatische Leistungsaufteilung entsprechend der Impedanzen im Netz</li> <li>• geringere Impedanz als Freileitung, ggf. Installation von Anpassungsdrosselspulen notwendig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ständige Regelung der Anlage erforderlich</li> <li>• Leistungsflusssteuerung möglich, da Leistungsfluss durch Regelung vorgegeben wird</li> </ul>
<b>Blindleistungsbedarf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• im Schwachlastbetrieb kapazitiver, im Starklastbetrieb induktiver Blindleistungsbedarf</li> <li>• auch im Leerlauf nur geringer kapazitiver Blindleistungsbedarf, daher erst ab sehr großen Längen Installation von Kompensationsdrosselspulen erforderlich</li> <li>• bei Vollast hoher Bedarf an induktiver Blindleistung, daher bei sehr großen Längen Längskompensation mit Reihenkondensatoren erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• im gesamten Betriebsbereich hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf</li> <li>• etwa 17-fach größerer Ladestrom und kapazitiver Blindleistungsbedarf als Freileitung</li> <li>• hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf macht schon bei kurzen Leitungslängen die Installation von Kompensationsdrosselspulen erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Blindleistung kann abhängig vom Betriebspunkt an beiden Enden der VSC-HGÜ in weiten Grenzen eingestellt werden</li> <li>• spannungsstützende Eigenschaften für das Netz</li> <li>• Blindleistungskompensation nicht erforderlich</li> </ul>
<b>Beitrag zur Netzstabilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• natürliche Erhöhung der Netzstabilität durch Verstärkung der synchronen Kopplung zwischen den Generatoren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Freileitung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• asynchrone Netzkupplung, künstliche Erhöhung der Netzstabilität theoretisch möglich</li> </ul>
<b>Leistungsauskopplung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einfache Leistungsauskopplung und Spannungstransformation über Transformatoren im Umspannwerk</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Freileitung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umweg über HDÜ und Multi-Terminal-Betrieb</li> <li>• zusätzliche Konverterstationen und Umspannwerk notwendig</li> <li>• Gleichstrom-Leistungsschalter erforderlich (noch nicht verfügbar)</li> </ul>

## 1.5 Fehlergeschehen und Schutz

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Schutz- und Sekundärtechnik</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schutztechnik passend zu üblichem Netzschutz im HöS-Netz</li> <li>• Automatische Wiedereinschaltung (AWE) möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schutztechnik passend zu üblichem Netzschutz im HöS-Netz</li> <li>• bei Zwischenverkabelung zus. Differentialschutz notwendig</li> <li>• kein Einsatz der AWE möglich</li> <li>• ggf. Teilentladungsüberwachung an Muffen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einfacher Schutz der Kabel durch schnelle Abregelung der Konverter</li> <li>• keine Schutztechnik für vermaschte Gleichstromnetze verfügbar</li> </ul>
<b>Fehlerverhalten, Nichtverfügbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kurze Reparaturdauer</li> <li>• höchste Verfügbarkeit, da die meisten Fehler Lichtbogenfehler ohne Folgen sind</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fehler sind immer mit Kabelschäden verbunden</li> <li>• lange Reparaturdauern führen zu geringerer Verfügbarkeit als bei Freileitungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringste Verfügbarkeit bereits durch regelmäßige Wartung der Konverterstationen bedingt</li> <li>• für störungsbedingte Ausfälle noch keine statistischen Auswertungen verfügbar</li> </ul>
<b>Spannungsstützung bei Kurzschlüssen im Netz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• guter Beitrag zur Spannungsstützung durch geringe Impedanz unter Beachtung der Kurzschlussfestigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• guter Beitrag zur Spannungsstützung durch geringere Impedanz als Freileitung unter Beachtung der Kurzschlussfestigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ungenügender Beitrag zur Spannungsstützung, da nur geringfügiger Beitrag zum Kurzschlussstrom zugelassen werden kann</li> </ul>

## 1.6 Flächenbedarf und Emissionen

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
<b>Flächenbedarf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• breite Trasse (Schutzstreifen ca. 70 m), die von Bäumen freigehalten werden muss</li> <li>• landwirtschaftliche Nutzung und Bebauung des Schutzstreifens ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringerer Flächenverbrauch als bei Freileitung. Je nach Anzahl der installierten Systeme ist ein Schutzstreifen (hier ca. 13 -21 m bei vier Systemen) von tiefwurzelnden Pflanzen über der Kabeltrasse freizuhalten</li> <li>• landwirtschaftliche Nutzung ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig</li> <li>• zusätzlicher Platzbedarf durch regelmäßig zu errichtende Kompensationsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringerer Flächenverbrauch als bei Drehstrom-Freileitung und -Kabel. Je nach Anzahl der installierten Systeme ist ein Schutzstreifen (hier ca. 11-20 m bei vier Systemen) von tiefwurzelnden Pflanzen über der Kabeltrasse freizuhalten</li> <li>• landwirtschaftliche Nutzung ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig</li> <li>• zusätzlicher Platzbedarf für Konverterstationen (jeweils 90 m × 40 m für 1000 MW)</li> </ul>
<b>akustische Emissionen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brumm- und Knistergeräusche durch Korona-Entladungen in unmittelbarer Leitungsumgebung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geräuschentwicklung im Bereich von Kompensationsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geräuschentwicklung im Bereich der Konverterstationen</li> </ul>



<b>Elektrische Felder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•niederfrequente elektrische Felder von Betriebsspannung, Mastkopfbild und Aufhängehöhe der Leiterseile abhängig</li> <li>•maximale elektrische Feldstärke kann im Nahbereich und bei großem Durchhang größer als Grenzwert von 5 kV/m werden</li> <li>•Reduzierung der elektrischen Felder durch höhere Aufhängehöhe und/oder Reduktion des Seildurchhangs möglich</li> <li>•bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die elektrische Feldstärke im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden elektrischen Feldstärken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•kein äußeres elektrisches Feld</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•kein äußeres elektrisches Feld</li> </ul>
---------------------------	--	---	---

<b>Magnetische Felder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•niederfrequente magnetische Flussdichte vom Strom, Mastkopfbild und Aufhängehöhe der Leiterseile abhängig</li> <li>•maximale magnetische Flussdichte auch im Nahbereich der Freileitung deutlich unter dem Grenzwert von 100 <math>\mu\text{T}</math></li> <li>•Reduzierung der magnetischen Induktion durch höhere Aufhängehöhe und/oder Reduktion des Seildurchhangs möglich</li> <li>•bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die magnetische Flussdichte im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden magnetischen Felder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•niederfrequente magnetische Flussdichte vom Strom, Legeanordnung und Legetiefe abhängig</li> <li>•maximale magnetische Flussdichte höher als bei Freileitung</li> <li>•magnetische Flussdichte nimmt schneller mit steigender Entfernung von der Leitungstrasse ab als bei der Freileitung</li> <li>•Reduzierung der magnetischen Flussdichte durch tiefere Legung sowie durch Schirmung und andere Maßnahmen möglich</li> <li>•bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die magnetische Flussdichte im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden magnetischen Flussdichte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•magnetisches Gleichfeld</li> <li>•maximale magnetische Flussdichte liegt im Bereich des Erdmagnetfeldes</li> </ul>
<b>Wärmeeintrag in den Erdboden</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•kein Wärmeeintrag in den Erdboden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Temperaturerhöhung im Erdboden abhängig von:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Querschnitt und Leitermaterial</li> <li>○ Legeanordnung</li> <li>○ thermischen Bodenwiderständen</li> <li>○ Umgebungstemperatur</li> <li>○ Übertragungsleistung</li> </ul> </li> <li>•Minderung durch thermisch stabilisiertes Bettungsmaterial und ggf. passive oder aktive Kühlung möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•wie Drehstrom-Kabel</li> </ul>

## 1.7 Übertragungsverluste

Kriterium			Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)								Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)			
			380-kV-Freileitung				380-kV-VPE-Kabel				VSC-HGÜ mit VPE-Kabel			
Verlustleistungsarten			• stromabhängige Verluste • spannungsabhängige Verluste • bei sehr langen Strecken Kompensationsverluste				• stromabhängige Verluste • spannungsabhängige Verluste • Kompensationsverluste				• stromabhängige Verluste • Konverterverluste (Stromrichterverluste, Verluste in Nebenanlagen, etc.)			
bezogene Jahres-verlustarbeit und Verlust-kosten in %	Länge in km		50	100	200	500	50	100	200	500	50	100	200	500
	Leistung	1000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	2,83	2,70	2,71	2,53	15,66	8,17	4,47	2,08
		2000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	1,73	1,65	1,65	1,62	8,59	4,62	2,64	1,42
		3000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	1,03	0,99	0,99	0,96	5,97	3,21	1,83	0,97
Verlustbewertung			• niedrigste Jahresverlustarbeit (Ausnahme: Leistungsübertragung von 3000 MW über 500 km)				• durch hohe spannungsabhängige Verluste und Kompensationsverluste zwei- bis dreimal höhere Jahresverlustarbeit als Freileitung • nur für hohe Übertragungsleistungen niedrigere Jahresverlustarbeit als Freileitung				• höchste Jahresverlustarbeit • durch hohe Konverterverluste bis zu Faktor 15 (bei 50 km und 1000 MW) höhere Jahresverlustarbeit als Freileitung • Vorteile gegenüber HDÜ-Freileitung nur für große Übertragungsleistungen (3000 MW) und -längen ab 500 km • Vorteile gegenüber HDÜ-Kabel nur für große Übertragungslängen (500 km)			

## 1.8 Wirtschaftlichkeit

Kriterium			Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)								Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)				
			380-kV-Freileitung				380-kV-VPE-Kabel				VSC-HGÜ mit VPE-Kabel				
Investitionskosten			• geringste Investitionskosten				• erheblich höhere Investitionskosten als Freileitung (Kostenfaktoren im Bereich von 2,8 bis 7,3) • je nach Übertragungsleistung bis etwa 100-250 km geringere Investitionskosten als VSC-HGÜ mit Kabel				• erheblich höhere Investitionskosten als Freileitung (Kostenfaktoren im Bereich von 2,2 bis 15,2) • je nach Übertragungsleistung bis etwa 100-250 km höhere Investitionskosten als Drehstrom-Kabel				
Wartungskosten			• Wartungskosten durch: ○ regelmäßige Begehung ○ Trassenfreihaltung ○ regelmäßigen Korrosionsschutz (ca. alle 25-30 Jahre)				• Wartungskosten durch: ○ regelmäßige Begehung ○ Trassenfreihaltung ○ Wartung der Kompensationsanlagen				• Wartungskosten durch: ○ regelmäßige Begehung ○ Trassenfreihaltung ○ Wartung der Konverterstationen				
Gesamtkostenfaktoren im Vergleich zur Freileitung		Länge in km	50	100	200	500	50	100	200	500	50	100	200	500	
		Leistung	1000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	2,83	2,83	2,83	2,76	8,81	5,16	3,34	2,20
			2000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	4,17	4,17	4,17	4,10	8,88	5,14	3,28	2,12
			3000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	3,85	3,85	3,85	3,60	9,40	5,44	3,46	2,12
Gesamtwirtschaftlichkeit			• für alle untersuchten Varianten beste Gesamtwirtschaftlichkeit				• je nach Übertragungsleistung für Längen bis etwa 130-280 km wirtschaftlicher als VSC-HGÜ mit Kabel				• je nach Übertragungsleistung für Längen ab etwa 130-280 km wirtschaftlicher als Drehstrom-Kabel				

<p><b>Zusatzkosten durch zusätzliche Abgänge entlang der Leitungstrasse</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusatzkosten für zusätzliches Umspannwerk mit zwei Transformatoren und Schaltfeldern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• wie Freileitung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusatzkosten für                             <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ zusätzliche Konverterstationen mit zwei Transformatoren und Schaltfeldern</li> <li>◦ DC-Leistungsschalter (noch nicht verfügbar) in allen Konverterstationen der Multi-Terminal-HGÜ</li> </ul> </li> </ul>
---	--	---	---

## 2 Zusammenfassung und Empfehlungen

In den vorliegenden Teilberichten zu den Ergebnissen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen der AG Technik/Ökonomie werden zunächst verschiedene für den Ausbau der Höchstspannungsnetze zur Verfügung stehende Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungssysteme beschrieben und ihre wichtigsten technischen Eigenschaften vorgestellt. Darauf aufbauend werden die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) in der Ausführung als Freileitung und als VPE-Kabel sowie die selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung mit Gleichspannungszwischenkreis (VSC-HGÜ) mit VPE-Kabeln detailliert für verschiedene Übertragungsleistungen, Leitungslängen und Mastausführungen bzw. Kabelgrabenprofile anhand technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Kriterien miteinander verglichen und bewertet. Des Weiteren wurden zum einen die magnetischen und elektrischen Felder für typische Anordnungen der verschiedenen Übertragungssysteme und für unterschiedliche Übertragungsleistungen und –spannungen berechnet und miteinander verglichen. Zum anderen wurden die aus thermischer Sicht maximal möglichen Übertragungsleistungen von Drehstrom- und Gleichstromkabelsystemen sowie die bei einer bestimmten maximalen Übertragungsleistung im Erdboden entstehenden Temperaturverteilungen bestimmt. Dabei wurde der Einfluss von unterschiedlichen thermischen Erdbodenwiderständen, thermischen Bettungsmaterialien und Schutzrohren analysiert.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass alle in den einzelnen Teilberichten der AG Technik/Ökonomie vorgestellten Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungssysteme bewährte Technologien darstellen und grundsätzlich im Höchstspannungsnetz einsetzbar sind. Es bestehen aber Unterschiede in Bezug auf ihre technische, betriebliche und wirtschaftliche Bewertung (vgl. Kapitel 1). Dabei muss stets darauf hingewiesen werden, dass bei Übertragungsleitungen in der HöS-Ebene sowohl die technische als auch die wirtschaftliche Auslegung immer maßgeblich vom konkreten Projekt, den betrieblichen Anforderungen und seinen speziellen Randbedingungen (z. B. Übertragungsleistung, Trassenlänge, Leitungsauslastung, Bodenverhältnisse, Querungen, Kupfer-/Aluminiumpreise, etc.) abhängt. Ein sinnvoller Vergleich der unterschiedlichen zur Verfügung stehenden Technologien ist damit immer nur unter Bezugnahme auf die der Auslegung zugrunde gelegten Annahmen möglich. Darüber hinaus müssen immer auch die Systemaspekte, d. h. die Auswirkungen der unterschiedlichen Übertragungssysteme auf das Verbundnetz und dessen Systemverhalten mit untersucht werden. Dies war jedoch auftragsgemäß nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Die Drehstrom-Freileitung ist mit einem Anteil von mehr als 99,7 % (Stand Ende 2008) der Stromkreislänge in der Höchstspannungsebene das in Deutschland



meistverbreitete Übertragungssystem. Sie wird seit 1952 für eine Betriebsspannung von 380 kV eingesetzt. Dementsprechend liegen hier auch die meisten Betriebs- und Langzeiterfahrungen vor. Drehstrom-VPE-Kabel werden in der Höchstspannungsebene seit 1986 und bislang nur auf verhältnismäßig kurzen Strecken ( $\leq 22$  km) in hauptsächlich großstädtischen Netzen eingesetzt. Dementsprechend verfügen die Netzbetreiber über relativ geringe Betriebs- und Langzeiterfahrungen mit dieser Technik. Beide Übertragungstechniken gelten als ausgereift. Es werden keine größeren Entwicklungssprünge in der nächsten Zeit erwartet.

Die selbstgeführte VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln stellt eine vergleichsweise neue Technik dar, die erst seit 2002 und auch weltweit bisher nur auf wenigen Strecken als Punkt-zu-Punkt-Verbindung (z. B. Netzanschluss Offshore-Windpark BorWin) eingesetzt wird. Ein Einsatz im stark vermaschten Verbundnetz ist bisher noch nicht erfolgt, so dass entsprechende Betriebs- und Langzeiterfahrungen fehlen.

Der prinzipielle Vergleich der Drehstrom-Freileitung mit dem Drehstrom-Kabel zeigt, dass in der HÖS-Ebene technische, betriebliche und wirtschaftliche Vorteile der Freileitung gegenüber dem Kabel bestehen. Die Drehstrom-Freileitung zeichnet sich im Vergleich insbesondere durch ihre höhere Verfügbarkeit, Übertragungsleistung und Nutzungsdauer ( $> 80$  Jahre) sowie ihre nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung und höhere Überlastbarkeit aus. Die Freileitung besitzt einen einfachen, aber aufgrund der großen Isolationsabstände breiten und hohen Aufbau mit Masthöhen von ca. 54 m und einen Schutzstreifen von bis zu ca. 70 m Breite in der Spannfeldmitte. Sie kann vergleichsweise einfach und kostengünstig errichtet werden und zeigt ein hohes Maß an Flexibilität, z. B. bei der Anpassung an die Landschaft oder bei der Querung von Verkehrswegen, Flüssen oder kleineren Seen, die in der Regel überspannt werden können. Die Nutzungsdauer verlängernde Maßnahmen können schnell und leicht durchgeführt werden.

Aufgrund der umfangreichen Tiefbauarbeiten und des komplexeren Kabelaufbaus ist die Legung von Drehstrom-Kabelsystemen aufwändiger und teurer als die Errichtung von Freileitungen. Es sind Schwertransporte für die Kabeltrommeln (ca. 40 t Trommelgewicht) erforderlich. Das Bettungsmaterial und der Aushub müssen an- und abtransportiert werden. Die Querung von Gewässern, Bundesstraßen oder Autobahnen erfolgt meist in geschlossener Bauweise mit Hilfe von Bohrpress- oder Horizontalbohrverfahren. Eine erhebliche Kostensteigerung tritt ein, wenn aufgrund der geringeren Übertragungsleistung der Kabel ein paralleles Kabelsystem gelegt werden muss, um die Übertragungsleistung eines Freileitungssystems zu erreichen.

Das Übertragungsverhalten der Drehstrom-Kabel wird durch den gegenüber einer Drehstrom-Freileitung um den ca. 17-fach höheren Kapazitätsbelag geprägt, wel-

cher im Wesentlichen aus dem gedrungenen Aufbau mit einem Kabeldurchmesser von ca. 14,2 cm für ein 380-kV-Kabel mit einem Kupfer-Querschnitt von  $2500 \text{ mm}^2$  und aus den elektrischen Eigenschaften des festen Isolierstoffes VPE resultiert. Dies führt dazu, dass Drehstrom-Kabel ohne Kompensationsmaßnahmen, welche schon ab wenigen zehn Kilometern unvermeidbar sind, technisch nicht für die Übertragung großer Leistungen über große Entfernungen geeignet sind. Soll der Einsatz von Drehstrom-Kabelsystemen dessen ungeachtet erfolgen, so ist eine regelmäßige Aufstellung von Kompensationsanlagen unerlässlich. Hierdurch entstehen ein zusätzlicher technischer und finanzieller Aufwand und Platzbedarf sowie zusätzliche Verluste. Auf den Netzbetrieb wirkt sich insbesondere die gegenüber einer Freileitung niedrigere Impedanz der Kabel aus. Diese führt zum einen zu einer im Vergleich mit dem Netzausbau mit Freileitungen höheren Kurzschlussleistung und damit höheren Kurzschlussströmen im Fehlerfall. Zum anderen kann der Einsatz von Drehstrom-Kabeln in einem freileitungsdominierten HöS-Netz ohne den Einbau von Anpassungs-Drosselspulen zu einer deutlichen Verschiebung des Leistungsflusses im Netz und damit zu einer wesentlichen Mehrbelastung der Kabel und ungewollten und unwirtschaftlichen Entlastung der anderen Leitungen führen.

Freileitungen sind atmosphärischen Störungen ausgesetzt, die, wie auch andere vorübergehende Einwirkungen, zu Kurzschlüssen führen können, die sich über Lichtbögen ausbilden. Durch kurzzeitiges Ab- und anschließendes Wiedereinschalten (AWE) des betreffenden Leiters können die Lichtbogenkurzschlüsse zum Verlöschen gebracht werden, ohne dass dadurch die Energieversorgung dauerhaft beeinträchtigt wird oder ein bleibender Schaden entsteht. Die umgebende Luft stellt selbstheilend die Isolation wieder her. Bei Fehlern in Kabeln kann die AWE nicht angewendet werden, da ein Kurzschluss auf einem Kabel stets zu einer lokalen Zerstörung des Isoliersystems der betroffenen Leiter führt. Die Fehlersuche und die Reparatur der betroffenen Leiter sind aufwendig und können in ungünstigen Fällen mehrere Wochen ( $> 25$  Tage) in Anspruch nehmen. Die Nichtverfügbarkeit eines Drehstrom-Kabelsystems ist damit trotz der geschützteren Legung im Erdboden erheblich höher als bei Freileitungen.

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Drehstrom-Freileitungen und –Kabeln ergab für die im Rahmen dieser Studie untersuchten Varianten in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Übertragungsleistung Mehrkosten der Drehstrom-Kabel gegenüber den Drehstrom-Freileitungen mit Kostenfaktoren im Bereich von 2,8 bis 4,2. Dafür sind die Gesamtkosten mit den Investitionskosten und den mit der Barwertmethode abgezinsten jährlich anfallenden Betriebskosten berechnet worden.

Vergleicht man die VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln mit der HDÜ-Technik mit Freileitungen oder VPE-Kabeln, so sind die folgenden Vorteile der VSC-HGÜ-Technik gegenüber der HDÜ-Technik zu nennen. Dies sind die spannungsstützenden Eigenschaften, die durch eine in weiten Grenzen einstellbare Blindleistungsbereitstellung an beiden Enden der VSC-HGÜ möglich sind, der geringe Längsspannungsabfall und die geringere Trassenbreite sowie die Möglichkeit der Steuerung des Leistungsflusses. Dabei ist eine ständige und zuverlässige Leistungsregelung erforderlich, während im Drehstromnetz eine automatische Leistungsaufteilung erfolgt. Nachteilig wirken sich bei der HGÜ ihre geringere Verfügbarkeit, der ungenügende Beitrag zur Spannungsstützung im Fehlerfall, die höheren Verluste und die höheren Investitionskosten sowie die aufwändige Leistungsauskopplung aus, bei der zusätzliche Konverterstationen und bislang auf dieser Spannungsebene nicht verfügbare Gleichstromleistungsschalter erforderlich werden. Zu betonen ist aber, dass die VSC-HGÜ eine im Vergleich zur HDÜ (60 Jahre Betriebserfahrung mit 380-kV-Freileitungen und ca. 25 Jahre mit 380-kV-VPE-Kabeln) vergleichsweise junge Technik ist. Es ist zwar bislang noch kein VSC-HGÜ-Projekt mit einer Gleichspannung von  $\pm 320$  kV in Betrieb, doch hat die Umsetzung dieser Projekte (z. B. Netzanschluss 800-MW-Offshore-Windpark DolWin) begonnen. Es ist damit zu rechnen, dass weitere Verlustreduzierungen, Erhöhungen der Übertragungsleistungen durch höhere Gleichspannungen und eine Reduzierung der Nichtverfügbarkeit mit der Weiterentwicklung der VSC-HGÜ-Technik möglich sind.

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich von Drehstrom-Freileitungen und –VPE-Kabeln mit der VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln ergab für die untersuchten Varianten Kostenfaktoren der VSC-HGÜ-Technik mit Kabeln gegenüber der Drehstrom-Freileitung, die in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Übertragungsleistung im Bereich von 8,8 bis 2,1 und gegenüber dem Drehstrom-VPE-Kabel im Bereich von 3,1 bis 0,5 liegen. Dabei zeigte sich, dass sich die Kostenfaktoren mit steigender Trassenlänge verringern und die VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln für die hier untersuchten Varianten in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung ab Längen von 130-280 km wirtschaftlicher wird als die HDÜ-Technik mit VPE-Kabeln.

Die Untersuchung der entstehenden elektromagnetischen Felder zeigte, dass bei allen untersuchten Übertragungssystemen durch eine geeignete Wahl der geometrischen Anordnung der Leiterseile untereinander und zum Erdboden bzw. durch die Anordnung der Kabel im Erdboden die bestehenden gesetzlichen Grenzwerte der 26. BImSchV auch im direkten Nahbereich und bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung im Normalbetrieb eingehalten werden können.

Drehstrom-Erdkabel besitzen kein äußeres elektrisches Feld. Die magnetischen Felder nehmen mit steigendem seitlichen Abstand zur Leitungstrasse etwas

schneller ab als die der Freileitungen. Allerdings sind die maximalen magnetischen Flussdichten bei gleicher Leistungsübertragung und Spannung für die untersuchten Leitungsanordnungen um wenigstens 22 % höher als die der Freileitung in den jeweils relevanten Aufpunkten entsprechend der 26. BImSchV.

Die magnetische Flussdichte von Kabeln kann durch einen geringeren Kabelabstand oder technische Kompensationseinrichtungen (z. B. Kompensationsleiter) verringert werden. Hierbei ergeben sich jedoch Nachteile, wie eine schlechtere Wärmeabfuhr und damit eine verringerte Übertragungsleistung, Zusatzverluste und zusätzliche Investitionskosten. Bei Freileitungen ergeben sich die maximalen elektrischen und magnetischen Felder in der Regel in der Spannfeldmitte, in Richtung der Maste werden sie deutlich kleiner. Durch eine Reduzierung des Seildurchhangs können die maximalen elektrischen und magnetischen Felder reduziert werden.

Die VSC-HGÜ mit Kabel ist im Hinblick auf die elektromagnetischen Felder insgesamt am günstigsten zu beurteilen, da diese zum einen durch die metallische Schirmung der Kabel kein äußeres elektrisches Feld besitzt und zum anderen aufgrund der Verwendung von Gleichstrom nur ein statisches Magnetfeld auftritt, das maximal im Bereich der in Deutschland auftretenden magnetischen Flussdichte des Erdmagnetfeldes liegt.

Die maximal übertragbare Leistung von HDÜ- und HGÜ-Kabelsystemen hängt entscheidend vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand, der Wahl des Leiterquerschnitts, der Kabellegeart und dem geometrischen Aufbau des Kabelgrabenprofils ab. Falls der Erdboden in einem Bereich der Trasse einen zu großen Wert für den thermischen Widerstand aufweist, und die Gefahr der Entstehung eines Hot-Spots besteht, können durch den Einsatz eines thermischen Bettungsmaterials die thermischen Eigenschaften des Erdbodens aufgewertet werden. Der Austausch des die Kabel umgebenden Erdbodens gegen thermisch stabilisierte Bettungsmaterialien kann bei der Drehstromübertragung zu Leistungssteigerungen von bis zu 21 Prozent führen. Im Vergleich zur Kabellegung im Schutzrohr wird eine Steigerung von 22 Prozent erreicht. Mit derselben Maßnahme sind bei den untersuchten HGÜ-Kabelgrabenprofilen Leistungssteigerungen von bis zu 18,5 Prozent möglich. Andererseits würden sich durch das Einbringen der thermisch stabilisierten Bettungsmaterialien bei gleichen Übertragungsleistungen geringere Leiter- und Erdbodenerwärmungen einstellen. Höherwertige Bettungsmaterialien bringen weitere Verbesserungen des thermischen Verhaltens. Eine Kabellegung in Schutzrohren wirkt sich hingegen negativ auf die resultierende Übertragungsleistung aus. Hohe Abstände zwischen den Kabeln bzw. den Kabelsystemen sind für das thermische Verhalten generell günstig, haben aber ihrerseits eine negative Auswirkung auf die Größe der magnetischen Felder (s. o.).

Der Einsatz der HGÜ-Technik im stark vermaschten deutschen und europäischen Übertragungsnetz erscheint nach heutigem Stand der Technik aufgrund der genannten Betriebseigenschaften, dem zusätzlichen Aufwand für die Leistungskopplung, den noch fehlenden Gleichstrom-Leistungsschaltern und der wirtschaftlichen Nachteile gegenüber der HDÜ mit Freileitungen und bei kürzeren Strecken (für die hier untersuchten Varianten < 130-280 km) auch gegenüber der HDÜ mit Kabeln aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nachteilig.

Die HGÜ-Technik sollte dort eingesetzt werden, wo sie ihre technischen Vorteile gegenüber der Drehstromtechnik ausspielen kann. Anwendungsgebiete sind die Kupplung asynchroner Netze sowie die Energieübertragung über sehr große Entfernungen, wie z. B. als Seekabelverbindung, beim Netzanschluss von weit auf See liegenden Offshore-Windparks oder auch im Rahmen eines deutschen oder europäischen Overlay-Netzes zur großräumigen Energieübertragung zwischen Erzeugungsschwerpunkten, wie z. B. der deutschen Nordseeküste/Großraum Hamburg mit den zukünftigen Offshore-Windparkeinspeisungen, und Verbrauchsschwerpunkten, wie z. B. den Großräumen Frankfurt, Stuttgart, etc. Dabei sollten in der Planung aus wirtschaftlichen Gründen neben Lösungen mit einer VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln auch Lösungsmöglichkeiten mit einer VSC-HGÜ mit Freileitungen untersucht werden.

**BMU-Studie**  
**„Ökologische Auswirkungen**  
**von 380-kV-Erdleitungen und**  
**HGÜ-Erdleitungen“**

**(03MAP189 Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)**

**Band 4**

**Bericht der Arbeitsgruppe Recht**

**Auftraggeber:**

**Bundesministerium für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicher-  
heit**

**Referat KI III 3  
Stresemannstr. 128-130  
10117 Berlin**

**Auftragnehmer:**

**efzn**  
Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

Am Stollen 19A  
38640 Goslar

**Unterauftragnehmer:**



OECOS GmbH  
Bellmannstraße 36  
22607 Hamburg



<b>Auftraggeber:</b>		
	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	Referat KI III 3 Stresemannstr. 128-130 10117 Berlin
<b>Auftragnehmer:</b>		
 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) <u>Projektleiter:</u> Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck <u>Projektkoordination:</u> Ass. jur. Wolfgang Dietze	Am Stollen 19A 38640 Goslar
<b>Forschungsstellen:</b>		
	Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Leibniz Universität Hannover <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann; Dipl.-Ing. M. Mohrmann; Dipl.-Ing. C. Rathke	Appelstraße 9a 30167 Hannover
	Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierrecht der Technischen Universität Clausthal <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer; Ass.jur. Diana Schneider	Arnold-Sommerfeld-Straße 6 38678 Clausthal-Zellerfeld
	Lehrstuhl für Öffentliches Recht, insbesondere Verwaltungsrecht der Georg-August-Universität Göttingen <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Thomas Mann	Platz der Göttinger Sieben 6, 37073 Göttingen
<b>Unterauftragnehmer:</b>		
	OECOS GmbH <u>Bearbeiter:</u> apl. Prof. Dr. Karsten Runge; ; Dipl. Geogr. Philipp Meister; Dipl. Geogr. Elena Rottgardt	Bellmannstraße 36 22607 Hamburg

Institut für deutsches und internationales  
Berg- und Energierecht  
Prof. Dr. Hartmut Weyer



In Zusammenarbeit mit

Lehrstuhl für Öffentliches Recht,  
insbesondere Verwaltungsrecht,  
der Georg-August-Universität Göttingen  
Prof. Dr. Thomas Mann

---

# **Ökologische Auswirkungen von 380 kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen**

## **Bericht der Arbeitsgruppe Recht**

Bearbeiter: Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer  
Prof. Dr. jur. Thomas Mann  
Ass. jur. Diana Schneider

Der Bericht besteht aus 204 Seiten.

Clausthal-Zellerfeld, 31.12.2011



## Abkürzungsverzeichnis

μT	Mikro Tesla
a.A.	anderer Ansicht
ABl. EG	Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (englisch: Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
ACER-VO	Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
a.E.	am Ende
AEg	Allgemeines Eisenbahngesetz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
a.F.	alte Fassung
angem.	angemessen
AREgV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
Art.	Artikel
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BauGB	Baugesetzbuch
BauO	Bauordnung
BBergG	Bundesberggesetz
BBodSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten (Bundesbodenschutzgesetz)
BBodSchV	Bundes-Bodenschutz – und Altlastenverordnung
BBU	Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz)
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Bundesimmissionsschutzverordnung)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen



BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BR	Bundesrat
BR-Drs.	Drucksache des Bundesrates
BReg	Bundesregierung
BT	Bundestag
BT-Drs.	Drucksache des Bundestages
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BWEisenbG	Landeseisenbahngesetz Baden-Württemberg
CCS	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung (englisch: Carbon Dioxide Capture and Storage)
dena	Deutsche Energieagentur
DUH	Deutsche Umwelthilfe
EBO	Eisenbahn-Bau- und Betriebsordnung
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien
EG	Europäische Gemeinschaft
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ENTSO-E	Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (englisch: European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EOK	Erdoberkante
et al.	und andere (lateinisch: et alii / et aliae)
EU	Europäische Union
Fn.	Fußnote
FStrG	Bundesfernstraßengesetz
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
grenzüberschr.	grenzüberschreitend
GVBl.	Gesetz- und Verordnungsblatt
GV. NRW.	Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Nordrhein-Westfalen
i.d.R.	in der Regel
IDUR	Informationsdienst Umweltrecht
i.E.	im Ergebnis
i.S.v.	im Sinne von
i.V.m.	in Verbindung mit
ggf.	gegebenenfalls
HBO	Hessische Bauordnung
HEisenbG	Hessisches Eisenbahngesetz
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS-	Höchstspannungs-



HRIL-ROV	Hessische Richtlinie zur Durchführung von Raumordnungsverfahren
Hz	Hertz
ISO	unabhängiger Systembetreiber (englisch: Independent System Operator)
ITO	unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (englisch: Independent Transmission Operator)
K	Kelvin
k.A.	keine Angaben
KSpG-E	Entwurf für ein Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid
kV	Kilovolt
länderübergr.	länderübergreifend
LBO BW	Landesbauordnung für Baden-Württemberg
LEP	Landesentwicklungsplan
lit.	Buchstabe (lateinisch: litera)
LPLG	Landesplanungsgesetz
LROP	Landesraumordnungsprogramm
LT-Drs.	Drucksache des Landtages
LuftVZO	Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung
max.	maximal
mind.	mindestens
Mo.	Monat
M-V	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megavolt
m.w.N.	mit weiteren Nachweisen
NAGBNatSchG	Niedersächsisches Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NATG THÜR.	Thüringer Gesetz für Natur und Landschaft
NBauO	Niedersächsische Bauordnung
nds.	niedersächsisch
NEP	Netzentwicklungsplan
n.F.	neue Fassung
NROG	Niedersächsisches Gesetz über Raumordnung und Landesplanung
öffentl.	öffentlich
Öffentlk.	Öffentlichkeit
OLG	Oberlandesgericht
OVG	Oberverwaltungsgericht
PFV	Planfeststellungsverfahren
Rn.	Randnummer



ROG	Raumordnungsgesetz
ROV	Raumordnungsverfahren
RoV	Raumordnungsverordnung
Rspr.	Rechtsprechung
s.-a.	sachsen-anhaltisch
Salzburger LEG	Salzburger Landeselektrizitätsgesetz
S-H	Schleswig-Holstein
sog.	sogenannt
spät.	spätestens
st. Rspr.	ständige Rechtsprechung
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StAnz.	Staatsanzeiger
StromhandelsVO	Verordnung über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Stromhandelsverordnung)
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromRL	Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Stromrichtlinie)
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
SUP	Strategische Umweltprüfung
TEN-E	transeuropäische Energienetze (englisch: Trans European Energy Networks)
TöB	Träger öffentlicher Belange
thür.	thüringisch
Tz.	Textziffer
unverzügl.	unverzüglich
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
vgl.	vergleiche
VGH	Verwaltungsgerichtshof
VwGO	Verwaltungsgerichtsordnung
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
VVNROG	Verwaltungsvorschrift zum niedersächsischen Gesetz über Raumordnung und Landesplanung
WaStrG	Bundeswasserstraßengesetz
Wo.	Woche
Ziff.	Ziffer



<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>7</b>
1.1 ALLGEMEINES.....	7
1.2 INHALT UND GANG DER DARSTELLUNG .....	7
<b>2 STRUKTUR DES RECHTSRAHMENS.....</b>	<b>9</b>
2.1 RECHTSRAHMEN BIS ZUM ENERGIEPAKET 2011.....	9
2.1.1 <i>Bedarfsplanung</i> .....	9
2.1.1.1 Transeuropäische Netze.....	10
2.1.1.2 EnLAG-Bedarfsplan .....	11
2.1.1.3 Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur .....	12
2.1.1.4 Bedarfsfeststellung im Planfeststellungsverfahren.....	12
2.1.1.5 Netzentwicklungspläne gemäß drittem Energiebinnenmarkt- Paket und Weiterentwicklung der TEN-E-Leitlinien.....	13
2.1.1.6 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen .....	14
2.1.1.7 Zwischenergebnis .....	15
2.1.2 <i>Festlegung von Trassenkorridoren (Raumordnung)</i> .....	16
2.1.2.1 Keine EU-Vorgaben.....	16
2.1.2.2 Bundesrechtliche Vorgaben.....	16
2.1.2.3 Raumordnungsrecht der Länder .....	16
2.1.2.3.1 Raumordnungspläne .....	17
2.1.2.3.2 Raumordnungsverfahren.....	18
2.1.2.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen .....	19
2.1.2.5 Zwischenergebnis .....	20
2.1.3 <i>Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)</i> .....	20
2.1.3.1 Keine EU-Vorgaben.....	20
2.1.3.2 Bundesrechtliche Vorgaben.....	20
2.1.3.3 Genehmigungsverfahren der Länder .....	21
2.1.3.3.1 Planfeststellungsverfahren .....	21
2.1.3.3.2 Einzelgenehmigungen.....	22
2.1.3.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen .....	22
2.1.3.5 Zwischenergebnis .....	23
2.1.4 <i>Kostenanerkennung (Investitionsbudgets)</i> .....	23
2.1.4.1 Kostenanerkennung in der Anreizregulierung.....	23
2.1.4.2 Genehmigung von Investitionsbudgets .....	24
2.1.4.3 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen .....	25
2.1.4.4 Zusammenarbeit mit Planungs- und Genehmigungsbehörden...	27
2.1.4.5 Zwischenergebnis .....	27
2.2 ÄNDERUNGEN DURCH DAS ENERGIEPAKET 2011 .....	28
2.2.1 <i>Bedarfsplanung</i> .....	28
2.2.1.1 Szenariorahmen.....	29

2.2.1.2	Netzentwicklungsplan .....	29
2.2.1.3	Bundesbedarfsplan .....	31
2.2.1.4	Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen .....	32
2.2.2	<i>Festlegung von Trassenkorridoren .....</i>	<i>33</i>
2.2.2.1	Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG .....	34
2.2.2.2	Inhalt der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG.....	35
2.2.2.3	Verfahren der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG .....	36
2.2.2.4	Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen in der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG .....	38
2.2.2.5	Ausschließliche Wirtschaftszone .....	38
2.2.3	<i>Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren) .....</i>	<i>39</i>
2.2.3.1	Allgemeine Vorschriften .....	39
2.2.3.2	Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenz- überschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG.....	40
2.2.3.2.1	Zulässigkeit des Planfeststellungs- / Plangenehmigungs- verfahrens.....	40
2.2.3.2.2	Verfahren der Planfeststellung / Plangenehmigung .....	41
2.2.3.3	Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen .....	42
2.2.3.3.1	Allgemeine Vorschriften .....	42
2.2.3.3.2	Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG.....	42
2.2.4	<i>Kostenanerkennung .....</i>	<i>43</i>
2.3	STRUKTURELLER ÄNDERUNGSBEDARF? .....	44
2.3.1	<i>Beibehaltung der vier Regelungsebenen.....</i>	<i>44</i>
2.3.1.1	Unterschiedliche Prüfungsgegenstände.....	44
2.3.1.2	Grundsätzliche Sachangemessenheit .....	45
2.3.1.3	Fazit .....	46
2.3.2	<i>Einbindung der Kostenprüfung in die Regelungsstruktur .....</i>	<i>47</i>
2.3.2.1	Grundsatz: Bindung an Entscheidungen der Raumordnungs- bzw. Genehmigungsbehörde .....	47
2.3.2.2	Sondersituation für länderübergreifende und grenzüber- schreitende Höchstspannungsleitungen.....	48
2.3.2.3	Bindung hinsichtlich der Technologiewahl .....	49
2.3.2.4	Fazit .....	50
2.3.3	<i>Verhältnis von Bedarfsplanung und Bestimmung der Trassenkorridore...</i>	<i>51</i>
2.3.3.1	Entwicklung bis zum Energiepaket 2011 .....	51
2.3.3.1.1	Energiekonzept 2010 der Bundesregierung.....	51
2.3.3.1.2	Sondergutachten 2011 des Sachverständigenrats für Umwelt- fragen.....	52

2.3.3.2 Energiepaket 2011 .....	53
<b>3 ERMITTLUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS .....</b>	<b>54</b>
3.1 RECHTSLAGE BIS ZUM ENERGIEPAKET 2011 .....	54
3.1.1 <i>Allgemeines</i> .....	54
3.1.2 <i>EnLAG-Bedarfsplan</i> .....	55
3.1.2.1 Grundlage.....	55
3.1.2.2 Strategische Umweltprüfung .....	56
3.1.3 <i>Zwischenergebnis</i> .....	57
3.2 ENERGIEPAKET 2011 .....	57
3.2.1 <i>Szenariorahmen, nationaler NEP, Bundesbedarfsplan</i> .....	57
3.2.1.1 Allgemeines .....	57
3.2.1.2 Öffentlichkeitsbeteiligung .....	59
3.2.1.2.1 Öffentlichkeitsbeteiligung bei Erstellung des NEP .....	59
3.2.1.2.2 Öffentlichkeitsbeteiligung in der Strategischen Umwelt- prüfung .....	59
3.2.2 <i>Verhältnis zwischen Bundesbedarfsplan und EnLAG-Bedarfsplan</i> .....	60
3.2.3 <i>Zwischenergebnis</i> .....	61
3.3 DETAILLIERUNGSGRAD .....	62
3.4 VORGABEN ZUR TECHNOLOGISCHEN AUSFÜHRUNG .....	64
3.4.1 <i>Rechtslage vor dem Energiepaket 2011</i> .....	64
3.4.1.1 Erdleitungen .....	64
3.4.1.2 HGÜ.....	65
3.4.2 <i>Energiepaket 2011</i> .....	65
<b>4 FESTLEGUNG DER TRASSENKORRIDORE (RAUMORDNUNG, BUNDESFACHPLANUNG).....</b>	<b>67</b>
4.1 REGELUNG IM RAUMORDNUNGSRECHT .....	67
4.1.1 <i>Grundlagen</i> .....	67
4.1.2 <i>Regelungsinstrument Vorranggebiet</i> .....	68
4.1.2.1 Bisherige Praxis .....	68
4.1.2.2 Bewertung.....	69
4.1.3 <i>Trassierungsregeln</i> .....	71
4.1.3.1 Inhalt und Rechtsgrundlagen .....	71
4.1.3.2 Sachliche Rechtfertigung .....	72
4.1.3.2.1 Vorbelastungsgrundsatz .....	72
4.1.3.2.2 Gebot der Nutzung bestehender Trassen .....	73
4.1.3.2.3 Bündelungsgebot.....	74
4.1.3.3 Rechtswirkungen .....	77
4.1.3.4 Fazit .....	79
4.1.4 <i>Raumordnungsverfahren</i> .....	79
4.1.4.1 Überblick .....	79

4.1.4.2	Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs .....	81
4.1.4.3	Stellung des Netzbetreibers .....	83
4.1.4.4	Öffentlichkeitsbeteiligung .....	84
4.1.4.4.1	Erforderlichkeit und Ausgestaltung .....	84
4.1.4.4.2	Beurteilung .....	86
4.1.4.5	Umweltverträglichkeitsprüfung .....	88
4.1.4.5.1	Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) .....	88
4.1.4.5.2	Verfahren der Umweltverträglichkeitsprüfung und Abschichtungswirkung .....	90
4.1.4.5.3	Beurteilung .....	91
4.1.5	<i>Erdleitungen</i> .....	93
4.1.5.1	Zulässigkeit der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene.....	93
4.1.5.2	Regelung im Rahmen der Raumordnung .....	97
4.1.5.2.1	Bezug zur Raumordnung .....	97
4.1.5.2.2	Regelungspraxis .....	98
4.1.5.2.3	Die Regelung des niedersächsischen LROP .....	98
4.1.5.2.3.1	Begründung des niedersächsischen LROP .....	99
4.1.5.2.3.2	Anerkennung als Ziel der Raumordnung? .....	100
4.1.5.2.4	Fazit .....	102
4.1.5.3	Verfahrensunterlagen .....	103
4.2	ENERGIEPAKET 2011: BUNDESFACHPLANUNG FÜR LÄNDERÜBERGREIFENDE UND GRENZÜBERSCHREITENDE HÖCHSTSPANNUNGSLEITUNGEN.....	104
4.2.1	<i>Grundsätzliche Bewertung der Bundesfachplanung</i> .....	105
4.2.1.1	Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG. .....	105
4.2.1.2	Vorzüge einer Bundesfachplanung von Trassenkorridoren .....	106
4.2.1.3	Bedenken gegen eine Bundesfachplanung von Trassenkorridoren .. .....	108
4.2.1.3.1	Koordinationsfragen.....	108
4.2.1.3.2	Akzeptanzfragen .....	109
4.2.1.4	Fazit .....	110
4.2.2	<i>Bundesfachplanung</i> .....	110
4.2.2.1	Einordnung und Regelungskompetenz .....	110
4.2.2.1.1	Einordnung als Fachplanung.....	110
4.2.2.1.2	Gesetzgebungskompetenz des Bundes.....	111
4.2.2.1.3	Regelungskompetenz der EU .....	111
4.2.2.2	Inhalt der Bundesfachplanung: Überblick.....	112
4.2.2.3	Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs .....	112
4.2.2.4	Verhältnis zum Raumordnungsrecht der Länder.....	113
4.2.2.5	Stellung des Übertragungsnetzbetreibers.....	114
4.2.2.5.1	Initiative zur Bundesfachplanung .....	114

4.2.2.5.2 Alternativenprüfung in der Bundesfachplanung.....	115
4.2.2.6 Öffentlichkeitsbeteiligung.....	117
4.2.2.6.1 Erforderlichkeit und Ausgestaltung .....	117
4.2.2.6.2 Beurteilung .....	118
4.2.2.7 Umweltverträglichkeitsprüfung .....	119
4.2.2.7.1 Erforderlichkeit, Ausgestaltung und Abschichtungswirkung .....	119
4.2.2.7.2 Beurteilung .....	120
4.2.2.8 Vorhabenbündelung – Vereinfachtes Verfahren gemäß § 11 NABEG .....	120
4.2.2.8.1 Voraussetzungen, Ausgestaltung .....	120
4.2.2.8.2 Beurteilung .....	122
4.2.2.9 Erdleitungen, HGÜ .....	122
<b>5 ZULASSUNG DES LEITUNGSBAUVORHABENS, INSBESONDERE DES KONKRETEN LEITUNGSVERLAUFS (PLANFESTSTELLUNG) .....</b>	<b>123</b>
5.1 AUSGANGSLAGE .....	123
5.2 VERFAHREN .....	125
5.2.1 Planfeststellungsverfahren .....	125
5.2.1.1 Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens .....	125
5.2.1.2 Befristung von Verfahrensschritten, Anhörungsverfahren.....	126
5.2.2 Einzelgenehmigungen .....	127
5.3. BÜNDELUNG / NUTZUNG BESTEHENDER TRASSEN .....	127
5.4 AUSGEWÄHLTE MATERIELLE ANFORDERUNGEN .....	129
5.4.1 Grenzwerte für Elektromagnetische Felder .....	129
5.4.2 Anforderungen des Naturschutzrechts .....	129
5.5 ERDLEITUNGEN .....	132
5.5.1 Pflicht zur Erdverkabelung .....	132
5.5.1.1 Grundsatz .....	132
5.5.1.2 EnLAG-Pilotvorhaben .....	132
5.5.2 Zulässigkeit eines Planfeststellungsverfahrens .....	135
5.5.2.1 Rechtslage vor Inkrafttreten des Energiepaketes 2011 .....	135
5.5.2.2 Energiepaket 2011 .....	136
5.5.3 Verfahrensunterlagen .....	137
5.5.4 Vorsorgewert für die Wärmeentwicklung von Erdleitungen .....	139
5.5.4.1 Zulässigkeit .....	139
5.5.4.2 Gesetzliche Verortung .....	142
5.5.4.3 Fazit .....	144
5.6 HGÜ .....	144
5.6.1 Materielles Recht .....	144
5.6.2 Verfahren .....	145
5.7 EXKURS: ENTSCHÄDIGUNGEN.....	147

5.7.1	<i>Individualentschädigungen</i> .....	147
5.7.1.1	Enteignungsentschädigung .....	147
5.7.1.2	Zusätzliche Entschädigungsleistungen .....	148
5.7.2	<i>Ausgleichszahlungen an die Kommunen</i> .....	150
5.7.2.1	Naturschutzrecht .....	150
5.7.2.2	Sonstige Vorschläge zu Ausgleichszahlungen .....	151
5.7.2.3	Energiepaket 2011 .....	153
<b>6</b>	<b>KOSTENANERKENNUNG (INVESTITIONSBUDGETS) .....</b>	<b>154</b>
6.1	KOSTENANERKENNUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG: ÜBERBLICK .....	154
6.2	GENEHMIGUNG VON INVESTITIONSBUDGETS .....	155
6.2.1	<i>Grundsatz</i> .....	155
6.2.2	<i>Möglichkeit der Anpassung von Investitionsbudgets</i> .....	157
6.3	ERDLEITUNGEN .....	157
6.3.1	<i>Sonderregelungen</i> .....	157
6.3.2	<i>Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen</i> .....	158
6.4	HGÜ .....	159
6.4.1	<i>Sonderregelungen</i> .....	159
6.4.2	<i>Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen</i> .....	161
6.5	ZUSAMMENARBEIT MIT PLANUNGS- UND GENEHMIGUNGSBEHÖRDEN .....	162
<b>7.</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND EMPFEHLUNGEN ZUM TEILBERICHT</b>	
	<b>RECHT .....</b>	<b>162</b>
7.1	ZUSAMMENFASSUNG .....	162
7.2	EMPFEHLUNGEN .....	167



## **1 Einleitung**

### **1.1 Allgemeines**

Die (teilweise) Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen soll einen Beitrag zur Beschleunigung des Ausbaus des Höchstspannungsnetzes leisten. Unter diesem Aspekt sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen einer näheren Betrachtung zu unterziehen. Neben der Erdverkabelung nehmen aber auch andere Faktoren entscheidend Einfluss auf Beschleunigung oder Verzögerung der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Verschiedene Elemente dieser Verfahren werden daher im Folgenden hinsichtlich der Verfahrensdauer in den Blick genommen. Eine große Rolle spielen dabei neben einer bloßen Optimierung des Verfahrensablaufs die Möglichkeiten zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz. Denn ihr Fehlen stellt eine wesentliche Realisierungsbarriere für Leitungsausbauvorhaben dar.

Arbeitsgrundlagen der Arbeitsgruppe Recht waren zunächst Literatur und Rechtsprechung zu den einschlägigen Rechtsvorschriften. Daneben wurden Gespräche mit Vertretern von drei Übertragungsnetzbetreibern, fünf Planungsbehörden, drei Genehmigungsbehörden sowie der Bundesnetzagentur zu den Erfahrungen bei abgeschlossenen oder laufenden Netzausbauvorhaben geführt. Verfahrensübersichten zu einigen wichtigen Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene finden sich als Anhang 6 zu diesem Berichtsteil. Berücksichtigt wurden außerdem sonstige verfügbare Informationen zur Verwaltungspraxis wie etwa Positionspapiere. Einbezogen wurden auch Erfahrungen mit dem Netzausbau in der Schweiz und Österreich.

Stand der Bearbeitung ist der 18.10.2011. In Absprache mit dem Auftraggeber wird die Untersuchung des Landesrechts im Regelfall auf die Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg beschränkt. Thüringen wird infolge des den Naturpark Thüringer Wald querenden EnLAG-Pilotvorhabens, das auf eine Erprobung der Teilverkabelung unter den besonderen geographischen Bedingungen einer Mittelgebirgslandschaft abzielt, teilweise zusätzlich in den Blick genommen. Die Betrachtung von HGÜ-Leitungen beschränkt sich auf die Erdverkabelung, d.h. HGÜ-Freileitungen sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

### **1.2 Inhalt und Gang der Darstellung**

Im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte Übersichten zum Verfahrensablauf von Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene zeigen, dass eine Verfahrensdauer von 10 Jahren und mehr teilweise (z.B. für die Leitung Ganderkesee – St. Hülfe, vgl. Anhang 6 Tabelle 3) bislang nicht ausgeschlossen war, selbst wenn Vorbereitungszeiten vor den ersten förmlichen Verfahrenshandlungen außer Be-

tracht bleiben. Bei einzelnen Verfahren aus den Jahren 2006 (Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, bayerischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 4) bzw. 2007 (Leitung Wahle – Mecklar, hessischer und niedersächsischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabellen 9 und 10) ist das Planfeststellungsverfahren bislang noch nicht eröffnet. Andere Verfahren konnten hingegen in deutlich kürzerer Zeit abgeschlossen werden (Thüringer Strombrücke, Bad Lauchstädt – Vieselbach, sachsen-anhaltischer / thüringischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 6; Windsammelschiene, mecklenburg-vorpommerscher Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 11).

In rechtlicher Hinsicht werden vor allem den Planungs- und Genehmigungsverfahren für Höchstspannungsleitungen erhebliche Verzögerungswirkungen zugeschrieben (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 14; EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007), Ziff. 3.3; SCHIRMER (2010), S. 1349; HERMANN / AUSTERMANN (2010), S. 175). Der Rechtsrahmen stellt sich in der Tat als sehr komplex und das Zusammenspiel der einzelnen Regelungen und Verfahren als nicht vollständig abgestimmt dar. Hier ist daher Beschleunigungspotenzial zu erwarten. Untersucht werden sowohl der generelle Rechtsrahmen für den Ausbau der Höchstspannungsnetze als auch die speziellen Fragen von Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen.

Der geltende Rechtsrahmen lässt sich in vier Regelungsebenen strukturieren:

- Ermittlung des Netzausbaubedarfs
- Festlegung von Trassenkorridoren (in der Regel durch Raumordnungsverfahren, zukünftig auch Bundesfachplanung)
- Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (in der Regel durch Planfeststellungsverfahren)
- Kostenanerkennung in der Anreizregulierung (in der Regel durch Genehmigung von Investitionsbudgets).

Die folgenden Ausführungen befassen sich zunächst mit der Struktur des bis August 2011 geltenden Rechtsrahmens und den Änderungen hieran durch das Energiepaket 2011. In den folgenden Teilen werden die angesprochenen vier Ebenen im Einzelnen näher untersucht, um etwaigen Änderungsbedarf zu identifizieren.

Terminologisch wird in der vorliegenden Studie als Trassenkorridor ein Gebietsstreifen bezeichnet, innerhalb dessen die Trasse einer Stromleitung verlaufen soll (Raumordnung) bzw. muss (Bundesfachplanung, vgl. auch § 3 Abs. 1 NABEG). Als Trasse wird demgegenüber vorliegend der genaue räumliche Verlauf der Stromleitung bezeichnet. Der Trassenkorridor ist dabei in aller Regel deutlich breiter als der Raum, der für die Stromleitung einschließlich des Schutzstreifens benötigt wird. Allerdings werden die Begriffe "Trassenkorridor" und "Trasse" in Gesetzgebung und Literatur nicht einheitlich gebraucht. So spricht § 15 Abs. 1 S. 3 ROG etwa von

"Trassenalternativen", obwohl Gegenstand der Prüfung in der Raumordnung regelmäßig nur Trassenkorridore sind, nicht aber die konkrete Trasse (im hier verwendeten Sinne). Ähnliches gilt für die Festlegung der "Trassen für die Anbindungsleitungen" von Offshore-Anlagen nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG in einem Offshore-Netzplan.

## **2 Struktur des Rechtsrahmens**

Bevor Verbesserungen im Detail erörtert werden, soll auf die generelle Eignung des Rechtsrahmens zur erfolgreichen und zügigen Bewältigung des Netzausbaus auf Höchstspannungsebene eingegangen werden. Hierzu wird zunächst die Struktur des bis August 2011 geltenden Rechtsrahmens dargestellt, der der Studie im Wesentlichen zugrunde lag. Ergänzend wird auf die Neuerungen durch das Energiepaket 2011 eingegangen. Im Anschluss wird geprüft, inwieweit genereller Änderungsbedarf erkennbar ist.

### **2.1 Rechtsrahmen bis zum Energiepaket 2011**

In diesem Kapitel wird zunächst der Rechtsrahmen, wie er bis zum Inkrafttreten des Energiepakets 2011 galt, in seinen Grundzügen dargestellt, um strukturellen Änderungsbedarf erörtern zu können. Eine Diskussionsdiskussion einzelner Regelungen und Verfahren erfolgt in den Folgekapiteln des rechtlichen Berichtsteils. Es lassen sich strukturell vier Regelungsebenen unterscheiden:

1. Ermittlung des Netzausbaubedarfs
2. Festlegung von Trassenkorridoren (in der Regel durch Raumordnungsverfahren, zukünftig auch Bundesfachplanung)
3. Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (in der Regel durch Planfeststellungsverfahren)
4. Kostenanerkennung in der Anreizregulierung (in der Regel durch Genehmigung von Investitionsbudgets).

#### **2.1.1 Bedarfsplanung**

Die erste Regelungsebene befasst sich mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs für Höchstspannungsnetze. Die Regelungszuständigkeit wird inzwischen weitgehend von der EU oder dem Bund ausgeübt. Regelungen werden häufig unmittelbar auf gesetzlicher Ebene getroffen.

### 2.1.1.1 Transeuropäische Netze

Relevant sind zum einen die Vorschriften zum Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze im Bereich der Energieinfrastruktur (TEN-E) nach Art. 170 ff. des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV). TEN-E-Projekte müssen im gemeinsamen europäischen Interesse liegen, was einen energiewirtschaftlichen Bedarf für den Leitungsbau impliziert. Eine Liste der TEN-E-Projekte findet sich derzeit in der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG (sog. TEN-E-Leitlinien). Die Aufnahme von Vorhaben, die das Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats betreffen, in die TEN-E-Leitlinien bedarf der Billigung des betroffenen Mitgliedstaats, Art. 172 Abs. 2 AEUV. TEN-E-Projekte können von einer finanziellen Förderung durch die EU profitieren.

Die Bedarfsfeststellung durch die TEN-E-Leitlinien wirkt auch gegenüber den Mitgliedstaaten. Diese müssen gemäß Art. 6 Abs. 5 der TEN-E-Leitlinien alle von ihnen für erforderlich angesehenen Maßnahmen treffen, um die Verwirklichung der Vorhaben zu erleichtern und zu beschleunigen und um Verzögerungen so gering wie möglich zu halten. Insbesondere müssen die erforderlichen Genehmigungsverfahren rasch abgeschlossen werden. Dementsprechend sieht etwa der Leitfaden der Bundesnetzagentur zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV die Erforderlichkeit des Vorhabens als gegeben an, wenn es in den TEN-E-Leitlinien aufgeführt ist (BNETZA (2010), Ziff. 4.2).

Die TEN-E-Vorhaben sind eingeteilt in drei Kategorien: Vorhaben von gemeinsamem Interesse, vorrangige Vorhaben und Vorhaben von europäischem Interesse. Vorhaben von gemeinsamem Interesse haben den Zielen und Prioritäten der Leitlinien zu entsprechen und potentiell wirtschaftlich tragfähig zu sein. Aufgeführt sind die Vorhaben von gemeinsamem Interesse in Anhang III der TEN-E-Leitlinien. Hierzu gehören auch die in Art. 7 TEN-E-Leitlinien definierten vorrangigen Vorhaben und die in Art. 8 TEN-E-Leitlinien definierten Vorhaben von europäischem Interesse, die zusätzlich jeweils in Anhang I aufgeführt sind und bei der Mittelvergabe bevorzugt werden. Vorrangige Vorhaben haben wesentliche Auswirkungen auf das effektive Funktionieren des Binnenmarktes, auf die Versorgungssicherheit oder auf die Erschließung erneuerbarer Energiequellen. Die prioritären Vorhaben von europäischem Interesse zeichnen sich dadurch aus, dass sie grenzüberschreitend sind oder erhebliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten haben.

Insbesondere für die Vorhaben von europäischem Interesse besteht eine verstärkte Koordinierung, Art. 8 Abs. 6 TEN-E-Leitlinien. Diese drückt sich u.a. im Austausch von Informationen und der Abhaltung von Koordinierungssitzungen zwischen den Mitgliedstaaten zur Umsetzung der grenzüberschreitenden Abschnitte der Netze aus. Wenn es bei einem Vorhaben von europäischem Interesse zu erheblichen Verzögerungen oder Umsetzungsschwierigkeiten kommt, kann gemäß Art.

10 TEN-E-Leitlinien ein europäischer Koordinator eingesetzt werden. Dieser begleitet das Projekt insgesamt und soll die Koordinierung zwischen den verschiedenen Beteiligten bei der Realisierung des grenzüberschreitenden Leitungsabschnitts erleichtern.

Die Beschreibung der einzelnen Leitungsbauvorhaben erfolgt mit unterschiedlicher Präzision. In der Regel werden nur Anfangs- und Endpunkte angegeben, wobei teilweise allein Staaten oder Regionen angegeben werden, teilweise aber auch einzelne Städte oder Ortschaften. Bei manchen Vorhaben werden auch Zwischenpunkte benannt, die angebunden werden sollen.

### **2.1.1.2 EnLAG-Bedarfsplan**

Mit Erlass des EnLAG wurde zudem im Jahr 2009 ein Bedarfsplan im Bereich der Höchstspannungsnetze erstellt, der Vorhaben umfasst, für die ein vordringlicher Bedarf vom Gesetzgeber festgestellt worden ist. Diese Netzausbauprojekte wurden anhand der dena-Netzstudie I (DENA (2005)) und der TEN-E-Leitlinien sowie weiterer Abschätzungen eines erhöhten Transportbedarfs ermittelt (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 17 f.). Der Bedarfsplan umfasst 24 Vorhaben und ist dem EnLAG als Anlage beigelegt. Er ist nicht abschließend. Weitere Vorhaben, die nicht in ihn aufgenommen wurden, können weiter realisiert werden (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16). Der Bedarfsplan ist gemäß § 3 EnLAG alle drei Jahre durch das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und dem Bundestag hierüber ein Bericht vorzulegen (erstmalig zum 01.10.2012).

Die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplanes werden in der Regel durch Angabe von Städten bzw. Ortschaften als Anfangs- und Endpunkte beschrieben, vereinzelt werden auch ähnliche Angaben verwendet (z.B. Vorhaben Nr. 13: Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem)). Teilweise werden auch weitere Punkte einer Strecke benannt, die angeschlossen werden sollen (z.B. Vorhaben Nr. 14: Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein – Uffort – Osterath). Eine bestimmte Linienführung wird in keinem Fall vorgegeben.

Für die aufgeführten Vorhaben stellt der Gesetzgeber fest, dass sie den Zielsetzungen des § 1 EnWG entsprechen und daher die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf feststehen. Diese Feststellungen sind für die Planfeststellung und die Plangenehmigung nach §§ 43 – 43d EnWG verbindlich, vgl. § 1 Abs. 2 EnLAG. Zudem gelten für die Vorhaben weitere Sonderregelungen, die zur Beschleunigung beitragen sollen, wie der auf eine Instanz beim Bundesverwaltungsgericht verkürzte Rechtsweg (§ 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO) und das modifizierte Planfeststellungsverfahren nach § 43b Nr. 1 EnWG.

### **2.1.1.3 Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur**

Bereits nach den allgemeinen Vorschriften des EnWG verfügte die Bundesnetzagentur über bestimmte Kontrollbefugnisse hinsichtlich des Netzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber. Diese haben alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen sowie ggf. um zusätzliche Berichte für bestimmte Teile des Netzes zu ergänzen, § 12 Abs. 3a EnWG. Damit verbunden ist eine staatliche Überprüfung der Netzplanung, die sich ihrerseits in Monitoring- und Berichtspflichten der Bundesnetzagentur (§ 35 Abs. 1 Nr. 8 und § 63 Abs. 4, Abs. 4a EnWG) und des BMWi (§§ 51, 63 Abs. 1 und 2 EnWG) niederschlägt (WEYER (2009a), S. 211).

Im Rahmen der Anreizregulierung hat die Bundesnetzagentur nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV außerdem Investitionsbudgets zu genehmigen für Kapital- und Betriebskosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Bei der Prüfung dieser Voraussetzungen sollen Referenznetzanalysen gemäß § 23 Abs. 4 ARegV angewendet werden.

Die Bundesnetzagentur hatte in ihrem Leitfaden zur Genehmigung von Investitionsbudgets 2009 zunächst die Erstellung eines Netzausbaumodells angekündigt (BNETZA (2009), Ziff. 3.3). Im Leitfaden 2010 wird dieses nicht mehr ausdrücklich angesprochen, doch muss die Bundesnetzagentur jedenfalls Maßstäbe zur Prüfung entwickeln. Ein Netzausbaumodell liegt bislang nicht vor. Es könnte jedoch im Zusammenhang mit dem nationalen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (dazu unten Abschn. 3.2.1) entwickelt werden.

### **2.1.1.4 Bedarfsfeststellung im Planfeststellungsverfahren**

Sofern und solange keine anderweitige Bedarfsfestlegung erfolgt ist, muss der Bedarf im Rahmen der sog. Planrechtfertigung in den Planfeststellungs- bzw. Plan genehmigungsverfahren geprüft werden. In diesem Falle ist es Aufgabe der Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsbehörde, den Bedarf für das geplante Netzausbauvorhaben festzustellen.



### **2.1.1.5 Netzentwicklungspläne gemäß drittem Energiebinnenmarkt-Paket und Weiterentwicklung der TEN-E-Leitlinien**

Mit dem dritten Energiebinnenmarkt-Paket aus dem Jahr 2009 hat der europäische Gesetzgeber als neues Instrument Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben. Die entsprechenden Vorschriften sind teilweise zum 03.03.2011 in Kraft getreten, teilweise mussten sie zu diesem Zeitpunkt in nationales Recht umgesetzt werden, was in Deutschland mit dem Energiepaket 2011 im August 2011 geschehen ist (vgl. Abschn. 2.2). Anknüpfend an die Netzentwicklungspläne soll zudem der Ansatz der TEN-E-Leitlinien überarbeitet werden, wozu aber noch keine Gesetzesvorschläge vorliegen.

Vorgeschrieben ist gemäß Art. 8 Abs. 3 Buchst. b der Stromhandelsverordnung alle zwei Jahre die Aufstellung eines nicht verbindlichen gemeinschaftsweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplans (NEP) durch das Netzwerk der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E, dem 42 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern angehören. Der erste (Pilot-)NEP wurde nach vorheriger Konsultation am 30.06.2010 veröffentlicht (ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan 2010 - 2020). Als erforderlich angesehen werden der Neubau von ca. 35.000 km und der Ausbau von ca. 7.000 km Übertragungsleitungen. Davon sollen 44 % in den ersten fünf Jahren, der Rest im folgenden Fünfjahreszeitraum fertiggestellt werden. Das Verfahren zur Aufstellung der gemeinschaftsweiten NEPs sieht ein umfassendes Konsultationsverfahren der Marktteilnehmer und insbesondere Stellungnahmemöglichkeiten der Kommission und der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) vor.

Die Vorhaben des gemeinschaftsweiten NEP werden in aller Regel hinsichtlich Anfangs- und Endpunkt durch Angabe einer Stadt oder Ortschaft beschrieben.

Neben dem gemeinschaftsweiten NEP sollen gemäß Art. 12 Abs. 1 StromhandelsVO regionale Investitionspläne erstellt werden. Zudem spricht Art. 8 Abs. 11 StromhandelsVO von nationalen Netzentwicklungsplänen.

Darüber hinaus müssen Übertragungsnetzbetreiber, die nicht eigentumsrechtlich entflochten sind, nach den unionsrechtlichen Vorgaben jährlich eigene Netzentwicklungspläne vorlegen. In Deutschland betrifft dies die EnBW Transportnetze AG (zum EnBW-Konzern gehörig) und die Amprion GmbH (zum RWE-Konzern gehörig, dies gilt auch nach der Veräußerung von 74,9% der Kapitalanteile weiter). Sofern diese dem Modell des Independent System Operator (ISO, Art. 13 StromRL) folgen, ist die Verpflichtung zur Vorlage von NEPs in Art. 13 Abs. 2 Buchst. c) StromRL geregelt. Für Übertragungsnetzbetreiber, die das Modell des Independent Transmission Operator (ITO, Art. 17 StromRL) anwenden, wie für EnBW Transportnetze AG und Amprion GmbH zu vermuten, ergibt sich die Verpflichtung aus Art. 22 Abs. 1 und 2 StromRL. Danach sind jährlich bindende 10-Jahres-NEPs vor-

zulegen. Demgegenüber sind die TenneT TSO GmbH (vormals zum E.ON-Konzern gehörig) und die 50Hertz Transmission GmbH (vormals zum Vattenfall-Konzern gehörig) inzwischen eigentumsrechtlich entflochten und unterfallen nicht den genannten Vorschriften des EU-Rechts.

Die NEPs der ITOs sind von der Bundesnetzagentur einer eigenen Konsultation zu unterziehen und darauf zu prüfen, ob sie den gesamten Investitionsbedarf erfassen und kohärent zum gemeinschaftsweiten NEP sind. Die Bundesnetzagentur kann ggf. die Änderung eines NEPs verlangen, Art. 22 Abs. 5 StromRL. Die bindenden Netzausbaupflichtungen können notfalls von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden.

Die NEPs sollen auch bei der Fortentwicklung der TEN-E-Leitlinien herangezogen werden. Die Europäische Kommission hat in ihrem Grünbuch zum Europäischen Energienetz aus dem Jahr 2008 (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 3.3.1 und 4) und ihrer „Mitteilung zu den Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach“ aus dem Jahr 2010 (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), Ziff. 6) ein „Instrument für Energieversorgungssicherheit und -infrastruktur“ angedacht. Die Kommission spricht sich für eine Abkehr von dem bisherigen System der TEN-E-Leitlinien mit ihren „lange im Vorhinein festgelegten und unflexiblen Projektlisten“ (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), S. 10) aus. Vielmehr sei der gemeinschaftsweite zehnjährige Netzentwicklungsplan als solide Basis anzusehen, um Prioritäten im Elektrizitätsinfrastruktur-Bereich zu identifizieren.

Um eine fristgerechte Integration erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in Nord- und Südeuropa und die weitere Marktintegration zu gewährleisten, wird allerdings die Konzentration auf bestimmte vorrangige Korridore vorgeschlagen. Es soll ein modularer Entwicklungsplan für Elektrizitäts-Autobahnen aufgestellt werden. Prioritäre Projekte sollten dabei solche sein, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, die erneuerbare Energien aufnehmen und zu den Lastzentren transportieren, die die Marktintegration und den Wettbewerb steigern und die einen Beitrag leisten zu Energieeffizienz und der Nutzung von Intelligenter Elektrizität (smart electricity). Diese Projekte sollen den Titel „Projekt von europäischem Interesse“ bekommen und politischen Vorrang erhalten. Listen, aus denen diese Projekte hervorgehen, seien alle zwei Jahre zu aktualisieren. Die ersten sollen 2012 stehen.

#### **2.1.1.6 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen**

Die dargestellten Vorgaben zur Bedarfsermittlung auf europäischer Ebene enthalten keine Aussagen zur technischen Ausführung der Vorhaben als Frei- oder Erdleitungen.

Demgegenüber hat der deutsche Gesetzgeber Fragen der technischen Ausführung teilweise in Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs gestellt. Zur Frage der Erdverkabelung wurden in § 2 EnLAG vier Vorhaben bzw. Teilabschnitte von Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans als Pilotvorhaben ausgewählt, auf denen der Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene getestet werden soll. Ebenso sind in dem Bericht nach § 3 EnLAG die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln darzustellen. Nach der jüngsten Änderung des EnLAG im Jahr 2011 liegt es im Ermessen der zuständigen Genehmigungsbehörden, die Ausführung dieser Strecken als Erdkabel zu verlangen, wenn die sonstigen Voraussetzungen des § 2 EnLAG erfüllt sind.

Hinsichtlich der Nutzung von HGÜ hat der Deutsche Bundestag die Bundesregierung in einer EntschlieÙung bei Verabschiedung des EnLAG aufgefordert, die HGÜ-Technik bei der nächsten Anpassung des EnLAG-Bedarfsplans zu berücksichtigen, wenn entsprechende effiziente Leitungsbauprojekte identifiziert wurden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 9). Allerdings wird damit nicht auf die Anwendung der HGÜ-Technik als Frei- oder Erdleitung eingegangen.

### **2.1.1.7 Zwischenergebnis**

Eine umfassende Bedarfsermittlung war jedenfalls vor dem dritten Energiebinnenmarkt-Paket noch nicht vorgesehen. Die TEN-E-Leitlinien und der EnLAG-Bedarfsplan bestätigen zwar den Bedarf für die dort aufgelisteten Vorhaben. Sie stellen aber keine umfassende fachliche Bedarfsplanung dar, sondern sehen lediglich für die aufgeführten Vorhaben Erleichterungen zur Beschleunigung des Netzausbaus vor, etwa durch die Möglichkeit finanzieller Förderung oder durch die gesetzliche Feststellung der Planrechtfertigung. Allerdings konnten hierin Zwischenschritte auf dem Weg zu einer echten fachlichen Bedarfsplanung gesehen werden (WEYER (2009b), S. 429).

Die vom dritten Energiebinnenmarkt-Paket vorgesehenen NEPs sehen erstmals eine umfassende Ermittlung des Netzausbaubedarfs vor. Diese Aufgabe ist für die gemeinschaftsweiten NEPs den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von ENTSO-E übertragen. Kommission und ACER haben Möglichkeiten der Einflussnahme, können aber keine Änderung der NEPs verlangen. Zudem sind diese ausdrücklich als nicht verbindlich gekennzeichnet.

Für die NEPs der ITOs hat die Bundesnetzagentur hingegen die Befugnis, Änderungen zu verlangen, insbesondere damit der gesamte Investitionsbedarf abgedeckt wird. Außerdem müssen diese Pläne von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden können. Dies impliziert eine staatlich kontrollierte Bedarfsplanung.

Hinsichtlich der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung und ggf. als HGÜ trifft das EnLAG gewisse Vorentscheidungen. Die abschließende Auswahl-

entscheidung obliegt aber dem Übertragungsnetzbetreiber bzw. der zuständigen Genehmigungsbehörde.

### **2.1.2 Festlegung von Trassenkorridoren (Raumordnung)**

Auf einer zweiten Regelungsebene werden Trassenkorridore bestimmt. Unter einem Trassenkorridor wird hierbei vorliegend ein Gebietsstreifen verstanden, innerhalb dessen die Trasse einer Stromleitung grundsätzlich verlaufen soll (zur Terminologie oben Abschn. 1.2, vgl. auch § 3 Abs. 1 NABEG) und der in aller Regel deutlich breiter ist als der Raum, der für die Stromleitung einschließlich des Schutzstreifens benötigt wird. Die Festlegung der Trassenkorridore erfolgte nach der Rechtslage bis zum Energiepaket 2011 im Wesentlichen durch Landesrecht, teilweise auf gesetzlicher Ebene, vorwiegend aber im Rahmen von Verwaltungsverfahren.

#### **2.1.2.1 Keine EU-Vorgaben**

Vorgaben zu Trassenkorridoren bestehen auf EU-Ebene nicht, weder in den TEN-E-Leitlinien noch in sonstigen Rechtsvorschriften. Die EU verfügt über keine Kompetenzzuweisung im Bereich der Raumordnung und ist insoweit nach herrschendem Verständnis nicht zur Festlegung von Trassenkorridoren befugt (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 2.3.1). Ebenso wenig enthält der gemeinschaftsweite NEP Angaben zu Trassenkorridoren. Hinsichtlich der nationalen Netzentwicklungspläne verlangen die Vorgaben der StromRL ebenfalls keine Festlegung von Trassenkorridoren.

#### **2.1.2.2 Bundesrechtliche Vorgaben**

Auf Bundesebene fanden sich Vorgaben zu Trassenkorridoren bis zur Rechtsänderung durch das Energiepaket 2011 grundsätzlich ebenfalls nicht. Insbesondere enthält das EnLAG für die Vorhaben des Bedarfsplans keine Trassenkorridore. Auch ein bundesweiter Raumordnungsplan nach § 17 Abs. 1 ROG wurde nicht erlassen.

Anders gestaltet sich die Rechtslage nur für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), für die je ein Raumordnungsplan für die Nordsee und für die Ostsee als Rechtsverordnung nach § 17 Abs. 3 ROG vorliegt.

#### **2.1.2.3 Raumordnungsrecht der Länder**

Außerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone erfolgte die Festlegung von Trassenkorridoren für Höchstspannungsleitungen nach der Rechtslage vor Inkrafttre-

ten des Energiepakets 2011 nach Landesrecht, und zwar ebenfalls im Wege der Raumordnung. Teilweise finden sich Vorgaben in den Raumordnungsplänen. In der Mehrzahl der Fälle aber wird ein Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG durchgeführt.

### **2.1.2.3.1 Raumordnungspläne**

Raumordnungspläne treffen Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung eines bestimmten Planungsraumes für einen bestimmten Planungszeitraum, insbesondere zu den Nutzungen und Funktionen des Raums. Raumordnungspläne sind gemäß § 8 ROG auf Landes- und Regionalebene aufzustellen. Sie können einerseits Ziele der Raumordnung enthalten, d. h. verbindliche Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, andererseits Grundsätze der Raumordnung, d. h. Vorgaben zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, die in nachfolgenden Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen sind. Derartige Vorgaben gelten nicht nur für raumordnungsrechtliche Entscheidungen, sondern insbesondere gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 ROG auch für nachfolgende Planfeststellungsverfahren. Die Genehmigungsbehörde ist gehalten, landesraumordnungsrechtliche Vorgaben in das Genehmigungsverfahren einzubeziehen. Die Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung sind mit dem ihnen zukommenden Gewicht in die Abwägung aller betroffenen öffentlichen und privaten Belange einzustellen. Die Ziele der Raumordnung sind als Planungsleitsätze sogar unmittelbar beachtlich.

Ziele und Grundsätze der Raumordnung können textlich oder zeichnerisch festgelegt werden. In Betracht kommen zum einen Trassierungsregeln wie etwa der Bündelungsgrundsatz (unten Abschn. 4.1.3.2.3). Derartige Vorgaben sind häufig vorzufinden (näher unten Abschn. 4.1.3).

Zum anderen kommt eine räumliche Festlegung von Trassenkorridoren in Betracht, insbesondere in Form der Ausweisung von Vorranggebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 1 ROG), Vorbehaltsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 2 ROG), Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 3 ROG) oder Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 2 ROG). Durch die Gebietsausweisungen werden andere mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen ausgeschlossen (Vorranggebiet Leitungstrasse), dem Leitungsbau wird bei der Abwägung mit konkurrierenden Nutzungen ein besonderes Gewicht beigemessen (Vorbehaltsgebiet Leitungstrasse) oder ihm wird ein bestimmtes Gebiet zugewiesen, in dem ihm andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, mit der Folge, dass er an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen wird (Eignungsgebiet Leitungstrasse). Eine weitere Möglichkeit besteht darin, in einem Gebiet mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen auszuschließen und zudem festzulegen, dass der Leitungsbau seinerseits

an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen ist (Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten).

In der Regel erfolgt eine trassensichernde Festlegung durch Gebietsausweisung in einem Raumordnungsplan als Ausweisung eines Vorranggebietes. Ein Beispiel für die Festlegung eines Vorranggebietes Leitungstrasse auf landesplanerischer Ebene findet sich im Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen für die Trasse Maade – Conneforde (vgl. LROP Niedersachsen 2008, Anlage 2), für die aufgrund dieser gesetzlichen Vorgabe ein Raumordnungsverfahren nicht durchgeführt werden musste.

#### **2.1.2.3.2 Raumordnungsverfahren**

Trassenkorridore sind in einem Raumordnungsverfahren festzulegen, wenn es sich um raumbedeutsame Planungen oder Maßnahmen i.S.v. § 1 der Raumordnungsverordnung (RoV) handelt und die Prüfung der Raumverträglichkeit nicht anderweitig sichergestellt ist. Leitungsbauvorhaben haben in der Regel raumbedeutsame Auswirkungen. Lediglich bei sehr kleinen Vorhaben, etwa Kraftwerksanschlussleitungen von wenigen Kilometern Länge, kann die Raumbedeutsamkeit fehlen. Höchstspannungsfreileitungen (nicht aber Erdleitungen) werden auch von § 1 S. 3 Nr. 14 RoV erfasst. Eine anderweitige Prüfung, die ein Raumordnungsverfahren entbehrlich macht, kommt insbesondere im Falle der Festlegung von Vorranggebieten in Betracht. Aus diesem Grunde wurde etwa für die Trasse Maade – Conneforde kein Raumordnungsverfahren durchgeführt (siehe oben Abschn. 2.1.2.3.1).

Im Raumordnungsverfahren werden gemäß § 15 Abs. 1 ROG die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten geprüft, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Die Prüfung unter „überörtlichen Gesichtspunkten“ impliziert, dass in der Regel noch kein konkreter Trassenverlauf festgelegt wird. Ausdrücklich als Gegenstand der Prüfung genannt werden in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG zwar auch die vom Vorhabenträger eingeführten „Standort- oder Trassenalternativen“. Es besteht jedoch Einigkeit dahin, dass das Raumordnungsverfahren nicht die Festlegung einer konkreten Trasse bezweckt, sondern lediglich eines Trassenkorridors. Soweit ersichtlich, wird die Breite eines Trassenkorridors nicht einheitlich gehandhabt. Üblich scheinen vielfach Korridorbreiten von 400 – 1000 Metern zu sein, in Niedersachsen aber auch geringere Korridorbreiten. Ggf. kann an Problemstellen auch eine abweichende Trassenbreite vorgegeben werden (näher unten Abschn. 4.1.4.1).



Das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens ist als sonstiges Erfordernis der Raumordnung (§ 3 Abs. 1 Nr. 4 ROG) in nachfolgenden Abwägungs- und Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen, § 4 Abs. 1 S. 1 ROG. Dies betrifft insbesondere ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren. Innerhalb des Korridors ist grundsätzlich von der Raumverträglichkeit des Vorhabens auszugehen. Ein Überschreiten des Korridors ist in Ausnahmefällen nicht ausgeschlossen. Andere Trassenkorridore, die im Raumordnungsverfahren geprüft und deutlich ungünstiger beurteilt wurden, kommen grundsätzlich nicht mehr in Betracht.

#### **2.1.2.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen**

Die Entscheidung zwischen Frei- oder Erdleitungen kann Auswirkungen auf die Raumnutzung haben und damit eine Verbindung zum Raumordnungsrecht begründen. Dies betrifft zum einen den Trassenverlauf, der bei Frei- oder Erdleitung unterschiedlich ausfallen kann. Zum anderen ergeben sich bei Freileitungen andere Betroffenheiten als bei Erdleitungen, was die Beurteilung im Hinblick auf bestimmte Raumnutzungen beeinflussen kann. So sind abweichende Umweltauswirkungen zu erwarten und ergeben sich unterschiedliche Restriktionen etwa im Hinblick auf die landwirtschaftliche Nutzung, auf den Flughafenbetrieb oder die Rohstoffgewinnung. Aus diesen Gründen kann das Raumordnungsrecht Regelungen zur Wahl zwischen Frei- oder Erdleitungen beinhalten.

Derzeit sieht das LROP Niedersachsen bei Siedlungsannäherung wie auch im Falle von Landschaftsschutzgebieten eine Pflicht zur Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung vor (Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 6-9 LROP Niedersachsen 2008). Die abschließende Entscheidung obliegt aber der Genehmigungsbehörde. Im Genehmigungsverfahren – in der Regel einem Planfeststellungsverfahren – sind auch weitere Gesichtspunkte zu berücksichtigen. Dies betrifft nach ständiger Rechtsprechung des BVerwG etwa auch Kostengesichtspunkte (BONK / NEUMANN (2008), § 74 Rn. 117, 127; BVerwG (2005), S. 44). Zudem sind die bundesrechtlichen Vorgaben zur Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen zu beachten, insbesondere die Regelungen des EnLAG und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die die Kostenanerkennung regelt. Die Regelungswirkung der Vorschriften des niedersächsischen LROP ist daher problematisch (im Einzelnen unten Abschn. 4.1.5.2.3).

Das Raumordnungsrecht der anderen näher untersuchten Bundesländer enthält, soweit ersichtlich, derzeit keine gesetzlichen Vorgaben zur Frage der Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen. Verschiedentlich wird im Rahmen der raumordnerischen Beurteilung aber eine Prüfung sowohl der Frei- wie der Erdleitungsvariante vorgenommen. Diese kann zu dem Ergebnis führen, dass innerhalb des Trassenkorridors beide Varianten als möglich angesehen werden. Ggf. emp-

fiehl die Raumordnungsbehörde für bestimmte Abschnitte des Trassenkorridors auch die Ausführung als Erdleitung, etwa in Nordrhein-Westfalen.

#### **2.1.2.5 Zwischenergebnis**

Die Festlegung von Trassenkorridoren erfolgt nach bisheriger Rechtslage regelmäßig im Rahmen des Raumordnungsrechts. Auf Bundesebene werden die Trassenkorridore bislang nur im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone geregelt. Im Übrigen erfolgt die Regelung auf Ebene des Landesrechts.

Vorgaben enthalten zum einen die Raumordnungspläne. Relevant sind einerseits Trassierungsregeln (z.B. der Bündelungsgrundsatz), andererseits Gebietsfestlegungen, insbesondere in Form von Vorranggebieten für den Leitungsbau. Vorwiegend findet die raumordnerische Beurteilung aber im Rahmen von Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG statt.

Die Wahl zwischen Frei- oder Erdleitungen hat raumordnerische Bedeutung. Lediglich das niedersächsische Raumordnungsrecht enthält aber Verpflichtungen zur Erdverkabelung. Andere Bundesländer prüfen ggf. beide Varianten im Rahmen des Raumordnungsverfahrens.

#### **2.1.3 Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)**

Die konkreten Leitungsbauvorhaben werden auf einer dritten Regelungsebene genehmigt. In aller Regel finden landesrechtliche Verwaltungsverfahren Anwendung, insbesondere Planfeststellungsverfahren.

##### **2.1.3.1 Keine EU-Vorgaben**

Das EU-Recht enthält keine Vorgaben zum Leitungsverlauf und verfügt insoweit auch über keine Kompetenzzuweisung.

##### **2.1.3.2 Bundesrechtliche Vorgaben**

Auf Bundesebene finden sich ebenfalls grundsätzlich keine Vorgaben zum Leitungsverlauf.

Eine differenzierte Regelung gilt im Bereich des Festlandsockels. Hier ist gemäß § 133 BBergG für den Betrieb von Unterwasserkabeln eine doppelte Genehmigung erforderlich. Zum einen bedarf es einer Genehmigung in bergbaulicher Hinsicht durch die zuständige Landesbehörde nach § 136 BBergG, d.h. für die Nordsee und Teile der Ostsee das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Clausthal-

Zellerfeld, für die übrige Ostsee das Bergamt Stralsund. Zum anderen bedarf es einer Genehmigung hinsichtlich der Ordnung der Nutzung und Benutzung der Gewässer und des Luftraumes über dem Festlandsockel, die durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilt wird. Dabei ist jeweils der konkrete Leitungsverlauf zu beurteilen.

### **2.1.3.3 Genehmigungungsverfahren der Länder**

Außerhalb des Festlandsockels sind für die Genehmigung des Leitungsverlaufs nach bisheriger Rechtslage ausschließlich die Landesbehörden zuständig. Diese entscheiden häufig im Rahmen von Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren. Teilweise müssen aber auch Einzelgenehmigungen erteilt werden.

#### **2.1.3.3.1 Planfeststellungsverfahren**

Die Genehmigung des Leitungsverlaufs erfolgt (nur dann) im Wege eines Planfeststellungsverfahrens, wenn dies durch Rechtsvorschrift angeordnet ist, § 72 Abs. 1 S. 1 VwVfG. Entsprechende Regelungen finden sich für den bislang geltenden Rechtsrahmen in § 43 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG. Das Planfeststellungsverfahren ist teilweise obligatorisch, teilweise fakultativ vorgesehen.

Obligatorisch ist die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG generell für Errichtung, Betrieb und Änderung von Hochspannungsfreileitungen (ausgenommen Bahnstromfernleitungen, deren Zulassung sich nach dem Allgemeinen Eisenbahngesetz (AEG) richtet) mit einer Nennspannung ab 110 kV. Diese Regelung beschränkt sich ausdrücklich auf Freileitungen. Darüber hinaus sehen § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren in bestimmten Fällen auch für See- und Erdkabel sowie HGÜ-Leitungen vor (näher unten Abschn. 2.1.3.4). Fakultativ möglich ist ein Planfeststellungsverfahren für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG.

Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen, § 43 S. 3 EnWG (§ 43 S. 2 EnWG a.F.). Dem Planfeststellungsverfahren kommt formelle Konzentrationswirkung zu. Über das Vorhaben wird nur in einem Verfahren vor einer Behörde – unter Verlust der Zuständigkeiten und Entscheidungsbefugnisse der zu beteiligenden Behörden – mit umfassender rechtsgestaltender Wirkung entschieden (BONK / NEUMANN (2008), § 75 Rn. 14). In dieser Zuständigkeitskonzentration wird der große verwaltungsmäßige Vorteil der uneingeschränkten und umfassenden Planfeststellung gesehen (BVerfG (1969), S. 374).

Gemäß § 75 Abs. 1 S. 1 VwVfG bezieht sich die Planfeststellung jedoch nur auf die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen. Nicht umfasst wird die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung, insbesondere durch Genehmigung von Investitionsbudgets, da die rechtliche Zulässigkeit eines planfestgestellten Vorhabens auch bei fehlender Kostenanerkennung nicht in Frage gestellt wird.

#### **2.1.3.3.2 Einzelgenehmigungen**

Ist ein Planfeststellungsverfahren nicht vorgesehen, so sind zur Genehmigung des Leitungsverlaufs alle erforderlichen Einzelverfahren vor den jeweils zuständigen Behörden durchzuführen, etwa nach Bau-, Naturschutz- oder Wasserrecht. Wie ausgeführt (oben Abschn. 2.1.3.2) gilt eine Sonderregelung nach § 133 BBergG für Seekabel im Bereich des Festlandsockels.

#### **2.1.3.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen**

Für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen auf Höchstspannungsebene sind Planfeststellungsverfahren nicht generell vorgeschrieben oder auch nur zugelassen, da § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG ausdrücklich auf Freileitungen beschränkt ist. Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, müssen die erforderlichen Einzelgenehmigungen für den Leitungsverlauf eingeholt werden.

Ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren sieht allerdings § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG vor, beschränkt auf die Netzanbindung von Offshore-Anlagen (Windenergieanlagen i.S.v. § 3 Nr. 9 EEG) im Küstenmeer (maximal 12-Seemeilen-Zone, vgl. SEERECHTSÜBEREINKOMMEN, Teil II, Abschn. 2 Art. 3) als Seekabel und landeinwärts bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes als Frei- oder Erdleitung. Fakultativ zugelassen ist ein Planfeststellungsverfahren zudem für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG. Dagegen bezieht sich die Regelung des § 43 S. 4 EnWG (§ 43 S. 3 EnWG a.F.), die ein fakultatives Planfeststellungsverfahren in einem 20 km-Küstenstreifen vorsieht, nur auf 110 kV-Erdleitungen, nicht aber auf Erdleitungen der Höchstspannungsebene.

Speziell für HGÜ-Leitungen sieht § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren für Errichtung, Betrieb und Änderung von grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vor, die keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie ihre Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes.

Nicht ausdrücklich geregelt ist, ob sich die vorstehend genannten Vorschriften zu Erdleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG, die nicht nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen unterscheiden, auch auf HGÜ-Erdleitungen beziehen. Da für Erdleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG besondere Vorschriften zur Kostenanerkennung gelten, die Kosten bei HGÜ aber jedenfalls bei kürzeren Strecken deutlich höher ausfallen, erscheint eine generelle Einbeziehung von HGÜ-Erdleitungen zweifelhaft. Jedenfalls für § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG ist sie aber zu bejahen, weil die Vorschrift nicht nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen unterscheidet und die Anbindung von Offshore-Anlagen teilweise aus technischen Gründen als HGÜ erfolgen muss. Insoweit ist also davon auszugehen, dass auch HGÜ-Erdleitungen von § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG abgedeckt werden (näher unten Abschn. 5.6.2).

### **2.1.3.5 Zwischenergebnis**

Außerhalb des Festlandsockels erfolgt die Genehmigung von Höchstspannungsleitungen nach der bisherigen Rechtslage ausschließlich in landesrechtlichen Verwaltungsverfahren. Für Freileitungen ist stets ein Planfeststellungsverfahren (bzw. Plangenehmigungsverfahren) vorgesehen. Für Erdleitungen ist dies hingegen nur bei der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie im Falle der vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG vorgeschrieben bzw. zulässig. Für HGÜ-Erdleitungen ist ein Planfeststellungsverfahren bei Fortführung grenzüberschreitender Seekabel nach § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG vorgeschrieben und auch im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen durch HGÜ-Erdleitungen anzunehmen.

Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, erfolgt die Genehmigung des Leitungsverlaufs im Wege von Einzelgenehmigungen.

### **2.1.4 Kostenanerkennung (Investitionsbudgets)**

Die vorstehend beschriebene Genehmigung des Trassenverlaufs beschränkt sich auf die Zulässigkeit des Vorhabens und umfasst nicht automatisch die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung. Für die Kostenanerkennung ist die Bundesnetzagentur gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

#### **2.1.4.1 Kostenanerkennung in der Anreizregulierung**

Im Rahmen der Anreizregulierung wird für jeden Netzbetreiber für eine grundsätzlich fünfjährige Regulierungsperiode eine Erlösobergrenze festgelegt. Diese begrenzt die zulässigen Einnahmen aus Netzentgelten. Die Höhe der Erlösobergrenze wird auf Grundlage einer Kostenprüfung des jeweiligen Netzbetreibers ermittelt und jährlich nach vorgegebenen Kriterien angepasst. Ihrer Höhe nach soll sie die

effizienten Netzkosten des betreffenden Netzbetreibers einschließlich einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung (Gewinn) abdecken (WEYER (2011), Kap. 75 Rn. 5 ff.).

Aufgrund der Anknüpfung an die Kostenprüfung zu Beginn einer Regulierungsperiode deckt die Erlösobergrenze im Ausgangspunkt keine zusätzlichen Kosten ab, die während der Regulierungsperiode durch Netzausbaumaßnahmen entstehen. Diese könnten daher erst in der nächsten Kostenprüfung für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Außerdem beschränkt sich die Kostenanerkennung auf die effizienten Netzkosten. Hierzu wird ein Effizienzvergleich zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland und anderen Netzbetreibern in der EU durchgeführt. Soweit die Kosten eines Übertragungsnetzbetreibers in diesem Effizienzvergleich als überhöht erscheinen, werden die ermittelten Ineffizienzen über den Verlauf der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut, d.h. die Erlösobergrenze wird in jährlichen Schritten auf das effiziente Niveau abgesenkt. Insbesondere die beiden genannten Faktoren sind geeignet, die Investitionsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber negativ zu beeinflussen. Die ARegV wirkt dem vor allem mit dem Instrument der Investitionsbudgets entgegen (s.u. Abschn. 2.1.4.2).

Die Kosten des Netzausbaus werden vom Netzbetreiber auf seine Netzentgelte umgelegt. Sie wirken sich daher grundsätzlich nur innerhalb seiner Regelzone aus. Nur in bestimmten Fallgestaltungen hat der Gesetzgeber eine bundesweite Ausgleichsregelung vorgesehen, so dass die Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Netznutzer in allen Regelzonen verteilt werden. Dies betrifft zum einen die Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG), zum anderen die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG).

#### **2.1.4.2 Genehmigung von Investitionsbudgets**

Investitionsbudgets werden nach § 23 ARegV genehmigt für Kapital- und Betriebskosten von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze, soweit diese zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Erweiterungsinvestitionen sind Investitionen, mit denen das bestehende Netz hinsichtlich seiner physikalischen Netzlänge oder auch nur hinsichtlich seiner Kapazität vergrößert wird. Umstrukturierungsinvestitionen sind solche, die der Übertragungsnetzbetreiber tätigt, um das bestehende Netz an geänderte Anforderungen anzupassen. Einem Investitionsbudget nicht zugänglich sind dagegen bloße Ersatzinvestitionen.



Für Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene kommt die Genehmigung eines Investitionsbudgets grundsätzlich in Betracht. Dies gilt jedenfalls dann, wenn die (kostenmäßig) günstigste technische Ausführung gewählt wird. Dies wird in der Regel die Freileitungstechnik sein. Für Erdleitungen hat der Verordnungsgeber aber durch Sonderregelungen die Genehmigungsfähigkeit jedenfalls in bestimmten Fällen ausdrücklich klargestellt (s.u. Abschn. 2.1.4.3).

Das Investitionsbudget muss bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, beantragt werden, § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV. Der Antrag muss eine zusammenfassende Beschreibung der geplanten Investitionen, eine Begründung der Notwendigkeit der Investitionen, Netzberechnungen, eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die Variantenauswahl und eine Dokumentation der Vorzugsvariante enthalten. Die Bundesnetzagentur hat das beantragte Investitionsbudget zu genehmigen, wenn die Voraussetzungen nach § 23 Abs. 1 ARegV erfüllt sind, insbesondere also der Bedarf für die Netzausbaumaßnahme feststeht.

In der Konsequenz werden die zur Durchführung der Netzausbaumaßnahme tatsächlich entstandenen Kosten im Rahmen des Investitionsbudgets als sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV anerkannt und führen zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze. Dies hat für den Übertragungsnetzbetreiber zum einen den Vorteil, dass die Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auch während der laufenden Regulierungsperiode angepasst werden kann, die Investitionskosten also nicht erst in der nächsten Kostenprüfung Berücksichtigung finden können. Zum anderen sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile vom Effizienzvergleich ausgenommen und unterliegen auch keiner effizienzbedingten Kürzung. Die mit dem Investitionsbudget zusätzlich zugestandenen Erlöse werden somit nicht abgeschmolzen (UFER et al. (2010), S. 7). Nach der Praxis der Bundesnetzagentur ist die Genehmigung des Investitionsbudgets allerdings befristet bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der die Investition kostenwirksam wird.

In folgenden Regulierungsperioden ist eine etwaige effizienzbedingte Kürzung der Kosten der Netzausbaumaßnahme nur dann ausgeschlossen, wenn diese Kosten noch auf einer anderen Grundlage als dauerhaft nicht beeinflussbar anzuerkennen sind. Dies kommt insbesondere für die Mehrkosten der Erdverkabelung in Betracht (siehe unten Abschn. 2.1.4.3).

#### **2.1.4.3 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen**

Ob die Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Genehmigung eines Investitionsbudgets erfüllt sind, ist von der Bundesnetzagentur grundsätzlich im Einzelfall zu prüfen. Der Verordnungsgeber hat in § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV jedoch

eine Reihe von Investitionsmaßnahmen aufgeführt, bei denen grundsätzlich vom Vorliegen der Voraussetzungen auszugehen ist. Hierzu gehören insbesondere Leitungen – auch in Form von Erdleitungen – zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV) sowie Erdleitungen im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV). Damit ist insbesondere sichergestellt, dass auch die Mehrkosten im Falle einer Erdverkabelung grundsätzlich kostenmäßig anerkannt werden.

Eine ähnliche Regelung gilt nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV für Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und für neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind. Damit werden insbesondere grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG erfasst, der ausdrücklich auch Erdleitungen einbezieht. Allerdings stellt § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV die Genehmigung eines Investitionsbudgets ausdrücklich unter den Vorbehalt, dass es sich um Pilotprojekte handelt und diese im Rahmen der Ausbauplanung „für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind“.

Soweit keine Sonderregelung für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen besteht, ist die Genehmigungsfähigkeit der Mehrkosten im Rahmen eines Investitionsbudgets von der Bundesnetzagentur im Einzelfall zu prüfen. Angesichts der bewussten Beschränkung der gesetzlich geregelten Fallgestaltungen ist davon auszugehen, dass die Mehrkosten der Erdverkabelung grundsätzlich nicht anerkennungsfähig sind.

Der Ordnungsgeber hat darüber hinaus in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV die Anerkennung bestimmter Kosten auch unabhängig von der Genehmigung eines Investitionsbudgets – insbesondere also auch nach Ablauf einer befristeten Genehmigung – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bestimmt. Diese Kosten unterliegen daher weiterhin keiner Kürzung aufgrund des Effizienzvergleichs. Hierunter fallen insbesondere die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV) und die Mehrkosten der Erdverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 14 ARegV). Dagegen ist eine entsprechende Regelung für HGÜ-Leitungen i.S.v. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV nicht vorgesehen.

Als weitere Besonderheit findet im Falle der Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG) und im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG) ein bundesweiter Kostenausgleich statt, der insbesondere die Mehrkosten infolge der Erdverkabelung umfasst. Keine entsprechende Regelung ist hingegen für HGÜ-Leitungen vorgesehen.

#### **2.1.4.4 Zusammenarbeit mit Planungs- und Genehmigungsbehörden**

Die Versagung der Kostenanerkennung in der Anreizregulierung steht der Zulässigkeit einer Netzausbaumaßnahme zwar nicht entgegen. Sie behindert aber zumindest faktisch deren Durchführung. Zudem muss aus Konsistenzgründen die Anerkennung der – bei Wahrung aller Zulässigkeitsanforderungen an die Netzausbaumaßnahme – effizienten Netzausbaukosten gesichert sein. Insoweit besteht ein Zusammenhang zwischen etwaigen kostensteigernden Anforderungen der Planungs- und Genehmigungsverfahren und der Prüfung der Kostenanerkennung durch die Bundesnetzagentur. Dies erfordert eine Kooperation zwischen Planungs- und Genehmigungsbehörden auf der einen und der Bundesnetzagentur auf der anderen Seite.

Die Bundesnetzagentur wird insoweit in den Planungs- und Genehmigungsverfahren regelmäßig als Träger öffentlicher Belange beteiligt. Sie kann eine Stellungnahme zu dem Vorhaben abgeben, die von den Planungs- und Genehmigungsbehörden in der Abwägung der betroffenen öffentlichen und privaten Belange zu berücksichtigen ist. In der Praxis erfolgen derartige Stellungnahmen aus Gründen der Arbeitsbelastung aber nur in beschränktem Umfang. Zudem ist ein Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur nicht erforderlich, so dass die Planungs- und Genehmigungsbehörden von der Stellungnahme der Bundesnetzagentur abweichen können.

Für den Fall, dass eine Entscheidung seitens der Planungs-, Genehmigungs- oder Regulierungsbehörde vorliegt, bestehen keine ausdrücklichen Regelungen zur Bindungswirkung im Verhältnis zur Bundesnetzagentur. Weder sind die Planungs- oder Genehmigungsbehörden ausdrücklich an etwa vorliegende Entscheidungen der Bundesnetzagentur gebunden, noch umgekehrt die Bundesnetzagentur an etwa vorliegende Entscheidungen der Planungs- und Genehmigungsbehörden.

#### **2.1.4.5 Zwischenergebnis**

Die Kostenanerkennung für Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene ist grundsätzlich vorgesehen, unterliegt aber Einschränkungen aufgrund der Systematik der ARegV. Diese Einschränkungen werden durch die Möglichkeit der Genehmigung eines Investitionsbudgets zumindest teilweise kompensiert. Allerdings ist die Genehmigung eines Investitionsbudgets nach der Praxis der Bundesnetzagentur befristet. Grundsätzlich kommen Investitionsbudgets für alle Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene in Betracht. Die Anerkennungsfähigkeit ist jedenfalls bei Wahl der günstigsten technischen Ausführung, in der Regel als Freileitung, gegeben.

Die Möglichkeit der Genehmigung von Investitionsbudgets für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen wird für bestimmte Fallgestaltungen ausdrücklich vorgesehen. Damit ist sichergestellt, dass auch die Mehrkosten aufgrund der Erdverkabelung von der Genehmigung umfasst werden können. Für die Fälle der Erdverkabelung ist außerdem geregelt, dass die dadurch bedingten Mehrkosten auch außerhalb eines Investitionsbudgets als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anerkannt werden, ohne einer Kürzung aufgrund des Effizienzvergleichs zu unterliegen. Schließlich ist eine bundesweite Ausgleichsregelung für die Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG) und für die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG) vorgesehen.

Die Zusammenarbeit zwischen Planungs- und Genehmigungsbehörden einerseits und Bundesnetzagentur andererseits ist nur rudimentär geregelt. Die Bundesnetzagentur wird grundsätzlich als Träger öffentlicher Belange an den Planungs- und Genehmigungsverfahren beteiligt, ein Einvernehmen ist aber nicht erforderlich. Eine Bindung der Bundesnetzagentur an etwa vorliegende Entscheidungen der Planungs- oder Genehmigungsbehörde ist ebenso wenig vorgesehen wie deren Bindung an eine Entscheidung der Bundesnetzagentur.

## **2.2 Änderungen durch das Energiepaket 2011**

Mit dem Energiepaket 2011 wurde der oben (Abschn. 2.1) dargestellte Rechtsrahmen erheblich verändert. Das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (BGBl. I 2011, S. 1554), das in erster Linie Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beinhaltet, setzt die Vorgaben des dritten Energiebinnenmarkt-Paketes der EU um und gibt der Bedarfsplanung einen neuen Rahmen. Das Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (BGBl. I 2011, S. 1690 ff.), dessen wesentlicher Bestandteil das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) ist, ordnet die Planungs- und Genehmigungsverfahren für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen neu.

### **2.2.1 Bedarfsplanung**

Durch §§ 12a – 12e EnWG wird die Bedarfsplanung für die Übertragungsnetze neu geregelt. Grundlage ist ein Szenariorahmen über die künftige Entwicklung des Übertragungsnetzes, der von der Bundesnetzagentur genehmigt werden muss (vgl. dazu Abschn. 2.2.1.1). Darauf basierend entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber einen Netzentwicklungsplan, der von der Bundesnetzagentur zu bestätigen ist (vgl. dazu Abschn. 2.2.1.2). Schließlich erlässt der Bundesgesetzgeber ein Bundes-

bedarfsplangesetz Übertragungsnetze (vgl. dazu Abschn. 2.2.1.3). Mit ihm werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt, § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG.

### **2.2.1.1 Szenariorahmen**

Den Szenariorahmen erarbeiten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam, § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG. Er muss von der Bundesnetzagentur genehmigt werden, § 12a Abs. 3 EnWG.

Gegenstand dieses Szenariorahmens sind drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen des Übertragungsnetzes im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken, § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG. Dabei muss nach § 12a Abs. 1 S. 3 EnWG einer der Entwicklungspfade die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darstellen, um lang- und mittelfristig erforderliche Netzausbaumaßnahmen miteinander in Einklang zu bringen; nach Vorlage des Konzepts der Bundesregierung für ein Zielnetz 2050 sollen auch dessen Aussagen berücksichtigt werden (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 68). Grundlage der Szenarien sind angemessene Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom sowie dessen Austausch mit anderen Ländern; geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastuktur sind zu berücksichtigen, § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitete Entwurf ist der Bundesnetzagentur als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen, die eine Konsultation der Öffentlichkeit durchführt, § 12a Abs. 2 EnWG. Hierzu ist der Entwurf elektronisch auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur Verfügung zu stellen. Derzeit läuft die Konsultation des ersten Szenariorahmens (BNETZA (2011)). Nach der erstmaligen Bestätigung des Netzentwicklungsplans kann sich die Beteiligung der Öffentlichkeit gemäß § 12d EnWG höchstens zwei Jahre hintereinander auf Änderungen gegenüber dem Vorjahr beschränken, wenn keine wesentlichen Änderungen des jährlichen Netzentwicklungsplans erfolgen. Die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung werden von der Bundesnetzagentur bei der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt, § 12a Abs. 3 EnWG.

### **2.2.1.2 Netzentwicklungsplan**

Auf Grundlage des Szenariorahmens haben alle Übertragungsnetztreiber, unabhängig von ihrem konkreten Entflechtungsmodell, einen gemeinsamen nationa-



len Netzentwicklungsplan aufzustellen. Begründet wird dies mit der engen Vermaschung der Übertragungsnetze, aufgrund derer Investitionen in einem der Übertragungsnetze oft Investitionen in einem der benachbarten Netze beeinflussen, sowie mit der Konsistenz zwischen dem gemeinschaftsweiten und den regionalen Netzentwicklungsplänen (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 68). Der Netzentwicklungsplan ist jährlich zum 3. März, erstmals aber zum 3. Juni 2012, der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorzulegen, § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG.

Der nationale Netzentwicklungsplan muss alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, § 12b Abs. 1 und 2 EnWG. Insbesondere sind bei der Aufstellung des nationalen Netzentwicklungsplans sowohl der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan als auch vorhandene Offshore-Netzpläne zu berücksichtigen. Besondere Bedeutung muss dem Erfordernis eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs beigemessen werden, § 12b Abs. 2 S. 2 EnWG. Allerdings soll die Pflicht zur jährlichen Neuaufstellung eine rechtzeitige Neubewertung der Erforderlichkeit einzelner Maßnahmen sichern und dadurch unnötigen Netzausbau vermeiden (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 68).

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für den Entwurf des Netzentwicklungsplans zunächst selbst eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen, wobei die notwendigen Informationen auch im Internet zur Verfügung zu stellen sind, § 12b Abs. 3 EnWG. Nach der erstmaligen Bestätigung des Netzentwicklungsplans kann die Konsultation gemäß § 12d EnWG für höchstens zwei Jahre auf Änderungen gegenüber dem Vorjahr beschränkt werden, sofern keine wesentlichen Änderungen erfolgen. Die Ergebnisse der Konsultation sind von den Übertragungsnetzbetreibern in den Entwurf des Entwicklungsplans einzuarbeiten und dieser der Bundesnetzagentur vorzulegen, § 12b Abs. 4 und 5 EnWG. Beizufügen ist eine zusammenfassende Erklärung über die Berücksichtigung der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung und eine Begründung für die gewählte Planung unter Abwägung mit den geprüften anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Die Bundesnetzagentur prüft den vorgelegten Netzentwicklungsplan inhaltlich auf Übereinstimmung mit den Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG und verlangt ggf. Änderungen, § 12c Abs. 1 S. 1, 2, Abs. 5 EnWG. Bei Zweifeln über die Übereinstimmung mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan konsultiert sie gemäß § 12c Abs. 1 S. 4 EnWG die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans nach § 12e EnWG erstellt die Bundesnetzagentur außerdem einen Umweltbericht nach den Vorschriften über die strategische Umweltprüfung, für den die Übertragungsnetzbetreiber die erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen müssen, § 12c Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14g UVPG.



Nach Abschluss dieser Prüfungen hat die Bundesnetzagentur ihrerseits eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen. Der Entwurf des Netzentwicklungsplans sowie die Unterlagen für die Strategische Umweltprüfung sind für sechs Wochen auszulegen und im Internet öffentlich bekannt zu machen. Wie bei der Konsultation des Szenariorahmens ist ggf. ein verkürztes Verfahren möglich. Unter Berücksichtigung des Ergebnisses dieser Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt die Bundesnetzagentur gemäß § 12c Abs. 4 EnWG den Netzentwicklungsplan mit Wirkung für die Übertragungsnetzbetreiber; eine selbständige Anfechtbarkeit der Bestätigung durch Dritte ist nicht möglich.

Die im bestätigten Netzentwicklungsplan für die folgenden drei Jahre vorgesehenen Investitionen sind grundsätzlich verbindlich. Ggf. kann die Bundesnetzagentur nach § 12c Abs. 4 S. 3 EnWG bestimmen, welcher Übertragungsnetzbetreiber für eine bestimmte Maßnahme verantwortlich ist. Die Bundesnetzagentur hat einen Übertragungsnetzbetreiber, der ohne zwingende, von ihm nicht zu beeinflussende Gründe eine Investition nicht durchgeführt hat, unter Fristsetzung zur Durchführung aufzufordern und kann nach Ablauf der Frist ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition durchführen, § 65 Abs. 2a EnWG.

### **2.2.1.3 Bundesbedarfsplan**

Der bestätigte Netzentwicklungsplan dient als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan. Hierzu übermittelt die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan nebst Begründung mindestens alle drei Jahre sowie bei wesentlichen Änderungen an die Bundesregierung. In dem Entwurf werden die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen sowie die Anbindungsleitungen zwischen den Offshore-Windpark-Umspannwerken und den Netzverknüpfungspunkten an Land gekennzeichnet, § 12e Abs. 1 und 2 EnWG.

Der Bundesbedarfsplan wird auf Vorlage der Bundesregierung vom Bundesgesetzgeber erlassen. Hierbei ist grundsätzlich eine Strategische Umweltprüfung erforderlich, die von der Bundesnetzagentur durchgeführt wird (vgl. oben Abschn. 2.2.1.2), vgl. Anlage 3 Nr. 1.10 UVPg, § 12e Abs. 5 EnWG. Mit Erlass des Bundesbedarfsplans wird gesetzlich festgestellt, dass alle dort genannten Vorhaben, also nicht nur die gekennzeichneten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Leitungen, den Zielsetzungen des § 1 EnWG entsprechen und für sie die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die Übertragungsnetzbetreiber sowie für die Planfeststellung / Plangenehmigung verbindlich feststehen, § 12e Abs. 2 S. 3, Abs. 4 EnWG. Ebenso wie die von der Anlage zum EnLAG erfassten Vorhaben werden die Vorhaben im Bundesbedarfsplan nur nach

ihren Anfangs- und Endpunkten bestimmt; Trassenkorridore werden erst im Rahmen der Bundesfachplanung (§ 12 Abs. 2 Nr. 1 NABEG) bzw. der Raumordnung ermittelt.

Angedacht, aber noch nicht gesetzlich umgesetzt, ist die Möglichkeit, für konkrete Höchstspannungsleitungen des Bundesbedarfsplangesetzes eine erst- und letztinstanzliche Rechtswegzuweisung an das Bundesverwaltungsgericht vorzunehmen, wie dies durch § 1 Abs. 3 EnLAG i.V.m. § 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO auch für die in der Anlage zum EnLAG aufgeführten Vorhaben geschehen ist (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70).

Für die im Bundesbedarfsplangesetz gekennzeichneten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen finden in der Folge die Sonderregelungen des NABEG Anwendung. Ausgenommen sind allerdings die im Anhang zum EnLAG aufgeführten Vorhaben, für die die dortigen Regelungen fortgelten, vgl. § 2 Abs. 1, 4 NABEG. Hierauf wird in der Folge näher eingegangen (vgl. unten Abschn. 2.2.2.1).

Für die Offshore-Anbindungsleitungen ergeben sich neue Sonderregelungen aus § 17 Abs. 2a und 2b EnWG. Insbesondere erstellt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern jährlich einen Offshore-Netzplan für die Ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland, der u.a. Trassenfestlegungen enthalten soll. Darüber hinaus soll entschieden werden, ob Redundanzen beim Aufbau eines Netzes der öffentlichen Versorgung in Nord- und Ostsee zur Sicherstellung der Systemsicherheit notwendig und mit einem effizienten Netzausbau vereinbar sind, was im Einzelfall eine n-1-sichere Netzanbindung erforderlich machen kann (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 33). Insoweit besteht eine Verbindung zur Bedarfsplanung, ohne dass das Zusammenspiel des Offshore-Netzplanes mit dem nationalen Netzentwicklungsplan näher geregelt wäre. Letztlich muss die Grundentscheidung, ob aus Gründen der Netzsicherheit zusätzliche Leitungen notwendig sind, bereits auf der Ebene der Ermittlung des Netzausbaubedarfs getroffen werden.

#### **2.2.1.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans insbesondere Angaben zu Pilotprojekten innovativer Technologien (HGÜ, Hochtemperaturleiterseile) und zur zu verwendenden Übertragungstechnologie zu machen, § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 und Nr. 5. Diese Angaben sind damit auch Gegenstand der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur und Bestandteil des von ihr

als Entwurf für den Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung übermittelten Netzentwicklungsplans. Unter dem Begriff der "Übertragungstechnologie" wird dabei ersichtlich neben HGÜ und Hochtemperaturleiterseilen auch die Ausführung als Frei- oder Erdleitung verstanden (vgl. EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22 zu Buchst. d unter a)). Ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates, die Begrenzung des § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 auf "Pilotprojekte" zu streichen, da die Hochtemperatur- und HGÜ-Techniken in absehbarer Zeit ihre Pilotprojekteigenschaft ablegen würden (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13), wurde von der Bundesregierung abgelehnt. Hierin liege eine faktische Vorfestlegung auf bestimmte Übertragungstechnologien, obwohl weder deren technische Durchführbarkeit noch deren Wirtschaftlichkeit bislang hinreichend untersucht seien (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

Ungeachtet der Angaben im Netzentwicklungsplan ist eine gesetzliche Festschreibung der technischen Ausführung im Bundesbedarfsplan nur durch § 12e Abs. 3 EnWG betreffend die Erdverkabelung ausdrücklich geregelt. Danach kann im Bundesbedarfsplan vorgesehen werden, dass "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG erfüllt sind. Das Pilotprojekt kann insbesondere als HGÜ-Teilverkabelung verwirklicht werden (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70).

Nicht übernommen wurde ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates zu § 12e Abs. 3 EnWG. Dieser wollte die Beschränkung auf ein Pilotprojekt und das gesetzgeberische Ermessen hinsichtlich der Ausweisung eines solchen Projektes streichen. Statt dessen sollte bei Vorliegen der Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt zwingend entweder eine Erdleitung oder eine Hochtemperaturleitung errichtet und betrieben werden und dies in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13, 14). Der Vorschlag wurde abgelehnt, da er nicht dem Gedanken der Technologieoffenheit und einer effizienten und wirtschaftlichen Netzplanung entspreche (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

### **2.2.2 Festlegung von Trassenkorridoren**

Für die im Bundesbedarfsplangesetz gekennzeichneten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen werden die Trassenkorridore nach dem Energiepaket 2011 zukünftig im Wege der Bundesfachplanung be-

stimmt, § 4 S. 1 NABEG. Damit wird der „energiewirtschaftliche Bedarf in einen räumlich konkretisierten Ausbaubedarf überführt“ (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Die Trassenkorridore werden in einem bei der Bundesnetzagentur geführten Bundesnetzplan nachrichtlich aufgeführt. Gesondert zu betrachten sind Höchstspannungs- und HGÜ-Leitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone, für die ein Offshore-Netzplan erstellt wird.

### **2.2.2.1 Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG**

Der Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG erfasst grundsätzlich alle Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Ausgenommen und somit nicht Gegenstand der Bundesfachplanung sind ungeachtet eines länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Verlaufs die Vorhaben, die im EnLAG aufgeführt sind, § 2 Abs. 4 NABEG. Die überwiegend bereits laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für diese Leitungen sollen nach Willen des Gesetzgebers ohne Verzögerungen durch die neuen Regelungen des NABEG durch die Landesbehörden zügig zu Ende geführt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23). Diese Regelung legt einen Verzicht auf die Kennzeichnung dieser Leitungen im Bundesbedarfsplangesetz nahe, um die Nichtanwendbarkeit des NABEG deutlich zu machen; allerdings ist fraglich, ob dies mit der Kennzeichnungsvorgabe des § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG vereinbar ist. Weitere Ausnahmen von der Bundesfachplanung (anders für das Planfeststellungsverfahren, § 35 NABEG) aufgrund von Übergangsregelungen bestehen auf der Höchstspannungsebene nicht.

Der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG unterfallen nach § 2 Abs. 1 und § 4 S. 1 NABEG allerdings nur Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend "gekennzeichnet" sind. Welche Einschränkungen sich hieraus ergeben, lässt sich derzeit noch nicht abschließend bestimmen. Neben den vom EnLAG erfassten Leitungen könnten insbesondere die Höchstspannungs- und HGÜ-Leitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone ausgeschlossen sein. Für die Offshore-Anbindungsleitungen sieht § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG eine gesonderte Kennzeichnungspflicht vor. Im Übrigen bestehen für die Ausschließliche Wirtschaftszone Raumordnungspläne des Bundes (oben Abschn. 2.1.2.2). Zudem ist gemäß § 17 Abs. 2a und 2b EnWG jährlich ein spezieller Offshore-Netzplan durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern zu erstellen, der nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG insbesondere Trassenfestlegungen für die Anbindungslei-

tungen von Offshore-Anlagen, aber auch grenzüberschreitende Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander enthalten soll. Dies legt bereits aufgrund der abweichenden Zuständigkeitsregelung nahe, diese Leitungen vom Anwendungsbereich der allgemeinen Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG und dem allgemeinen Bundesnetzplan nach § 17 NABEG auszunehmen. Vielmehr findet für die Ausschließliche Wirtschaftszone eine Sonderregelung Anwendung (vgl. unten Abschn. 2.2.2.5).

### **2.2.2.2 Inhalt der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG**

Gegenstand der Prüfung in der Bundesfachplanung sind "Trassenkorridore" für die im Bundesbedarfsplan aufgeführten Höchstspannungsleitungen, vgl. § 5 Abs. 1 S. 1 NABEG. Als Trassenkorridore werden ausdrücklich – als Entscheidung der Bundesfachplanung auszuweisende – Gebietsstreifen definiert, innerhalb derer die Trasse einer Stromleitung verläuft und für die die Raumverträglichkeit festgestellt werden soll oder festgestellt ist, § 3 Abs. 1 NABEG. Damit wird klargestellt, dass es hier noch nicht um einen konkreten Leitungsverlauf geht. Zur Breite eines Trassenkorridors macht das Gesetz selbst keine Angaben. Laut Gesetzesbegründung sollen die Trassenkorridore eine Breite von 500 m bis höchstens 1000 m aufweisen und können bei bestehenden Konfliktlagen verändert werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23).

Die Bundesfachplanung darf auch für einzelne Abschnitte der Trassenkorridore durchgeführt und der Antrag des Vorhabenträgers entsprechend beschränkt werden, § 5 Abs. 3, § 6 S. 4 NABEG. Damit hat der Vorhabenträger die Möglichkeit, die Bundesfachplanung für einen Trassenkorridor auf verschiedene Verfahren aufzuteilen, insbesondere bei besonders umfangreichen Vorhaben oder besonders dringlichen oder konfliktbelasteten Abschnitten (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Eine solche Abschnittsbildung durch die Bundesnetzagentur ist aber auch ohne entsprechenden Antrag möglich, § 5 Abs. 3 S. 2 NABEG.

Geprüft wird in der Bundesfachplanung, ob der Verwirklichung des Vorhabens in einem Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen, § 5 Abs. 1 S. 2 NABEG. Insbesondere ist die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG zu prüfen, § 5 Abs. 1 S. 3 NABEG. Die Prüfung soll damit vor allem, aber nicht ausschließlich an den Erfordernissen der Raumordnung und raumordnerischen Planungen und Maßnahmen ausgerichtet werden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS 2011b, S. 19). Ergangene Bundesfachplanungen haben



grundsätzlich Vorrang vor Landesplanungen, § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG; zusätzliche Raumordnungsverfahren finden abweichend von § 15 Abs. 1 ROG, § 1 S. 3 Nr. 14 RoV nicht mehr statt, § 28 NABEG. Im Rahmen der Bundesfachplanung hat auch eine Strategische Umweltprüfung zu erfolgen, § 5 Abs. 2 NABEG, Anlage 3 Ziff. 1.11 UVPG.

Über die entsprechende Regelung für das Raumordnungsverfahren in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG hinausgehend sind in der Bundesfachplanung nach Maßgabe von § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG auch „etwaige ernsthaft in Betracht kommende Alternativen von Trassenkorridoren“ Gegenstand der Prüfung. Erfasst werden zur Akzeptanzverbesserung auch nicht vom Vorhabenträger, sondern von Trägern öffentlicher Belange (insbesondere den Raumordnungsbehörden der Länder) oder anderen Beteiligten eingeführte alternative Trassenkorridore (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24).

### **2.2.2.3 Verfahren der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG**

Zuständige Behörde für die Bundesfachplanung ist im Unterschied zum Raumordnungsverfahren keine Landesbehörde, sondern die Bundesnetzagentur, § 5 Abs. 1 S. 1 NABEG. Deren Aufgabenbereich wird damit über die traditionelle Netzregulierung hinaus deutlich ausgeweitet; zusätzliche Raumordnungsverfahren auf Landesebene sind nach § 28 NABEG ausgeschlossen. Die Bundesfachplanung erfolgt auf Antrag des Vorhabenträgers. Die Bundesnetzagentur darf den zum Netzausbau verpflichteten Vorhabenträger durch Bescheid zur Antragstellung innerhalb einer zu bestimmenden angemessenen Frist auffordern, § 6 S. 1 und 2 NABEG. Damit soll gewährleistet werden, dass die in den Bundesbedarfsplan aufgenommen Leitungsvorhaben zügig verwirklicht und damit der Ausbau des Übertragungsnetzes sichergestellt wird (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Die Bundesnetzagentur kann ihre Anordnungen, insbesondere die Fristsetzung zur Antragstellung, auch im Wege des Verwaltungszwanges durchsetzen, § 34 NABEG.

Das reguläre Verfahren der Bundesfachplanung findet grob unterteilt in zwei Abschnitten statt. Den ersten Abschnitt stellt die öffentliche Antragskonferenz dar, inklusive ihrer Vor- und Nachbereitung. Der Antrag hat hierzu insbesondere Angaben zu Korridoralternativen sowie zur Auswahlentscheidung zwischen diesen zu enthalten, § 6 S. 6 Nr. 1 und 2 NABEG. Betroffene Länder können Vorschläge zu Trassenkorridoren und zur Auswahlentscheidung machen. Die Bundesnetzagentur ist weder an den Antrag des Vorhabenträgers noch an die Vorschläge der Länder gebunden, § 7 Abs. 3 NABEG. Der erste Verfahrensabschnitt endet mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Bundesfachplanung und der Bestim-



mung des erforderlichen Inhalts für die im zweiten Abschnitt einzureichenden Unterlagen, § 7 Abs. 4 NABEG. Dies soll innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Antragstellung abgeschlossen sein, § 7 Abs. 5 NABEG.

Den zweiten Schritt des regulären Verfahrens bildet die eigentliche Bundesfachplanung, inklusive ihrer Vor- und Nachbereitung, mit der förmlichen Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung. Für die Vorlage der Unterlagen kann die Bundesnetzagentur dem Vorhabenträger eine angemessene Frist setzen, § 8 S. 1 NABEG. Spätestens zwei Wochen nach Vorlage der vollständigen Unterlagen sind die anderen Behörden (Frist maximal drei Monate) und die Öffentlichkeit (ein Monat Auslegungsfrist nebst einem Monat Einwendungsfrist) zu beteiligen. In der Regel ist ein mündlicher Erörterungstermin durchzuführen, § 10 NABEG. Die Bundesfachplanung ist binnen sechs Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen abzuschließen, § 12 Abs. 1 NABEG; die Entscheidung ist bekannt zu geben und zu veröffentlichen, § 13 NABEG. Betroffene Länder haben nach Übermittlung der Entscheidung einen Monat Einwendungsfrist, die Bundesnetzagentur muss hierzu binnen eines weiteren Monats Stellung nehmen, § 14 NABEG.

Mit der Durchführung bestimmter Verfahrensschritte kann die Bundesnetzagentur gemäß § 29 NABEG einen Dritten, den sogenannten Projektmanager, beauftragen. Dies geschieht auf Vorschlag oder mit Zustimmung und auf Kosten des Vorhabenträgers, § 29 S. 1 NABEG, und ist nur zulässig für „Koordinierungsfunktionen, die nicht unmittelbar in den Kern des Abwägungsvorgangs vorstoßen“ (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 31). Dazu zählen etwa die Koordinierung von erforderlichen Sachverständigengutachten oder die organisatorische Vorbereitung und die Leitung des Erörterungstermins.

Ergebnis der Bundesfachplanung ist die Feststellung des Verlaufes eines raumverträglichen Trassenkorridors inklusive der an den Ländergrenzen gelegenen Länderübergabepunkte, dessen Umweltauswirkungen und alternative Trassenkorridore geprüft und bewertet wurden, § 12 NABEG. Der Verlauf dieses Trassenkorridors und die Länderübergabepunkte werden nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen, der bei der Bundesnetzagentur geführt wird, § 17 NABEG. Zur weiteren Absicherung des Trassenkorridors kann die Bundesnetzagentur mit dem Abschluss der Bundesfachplanung oder nachträglich für einzelne Abschnitte der Trassenkorridore eine Veränderungssperre erlassen, soweit für die Leitung ein vordringlicher Bedarf festgestellt worden ist, vgl. § 16 Abs. 1 S. 1 NABEG.

§ 11 NABEG sieht außerdem die Möglichkeit eines vereinfachten Verfahrens vor, wenn eine Strategische Umweltprüfung gemäß § 14d S. 1 UVPG nicht erforderlich ist. Weitere Voraussetzung ist, dass eine Bestandsleitung in der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung ersetzt oder ausgebaut werden soll,

dass eine neue Höchstspannungsleitung unmittelbar neben der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung errichtet werden soll oder dass die neue Höchstspannungsleitung innerhalb eines Trassenkorridors verlaufen soll, der in einem Raumordnungsplan oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist. In diesem Fall wird die Raumverträglichkeit von der Bundesnetzagentur im Benehmen mit den zuständigen Landesbehörden festgestellt. Das Verfahren ist binnen drei Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen oder – bei Durchführung einer Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung – innerhalb von vier Monaten abzuschließen. Dementsprechend wird die Darstellung im Bundesnetzplan angepasst, § 12 Abs. 3 NABEG.

Der festgelegte Verlauf des Trassenkorridors ist nach § 15 Abs. 1 S. 1 NABEG für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren verbindlich. Gerichtlich überprüft werden kann er nur im Rechtsbehelfsverfahren gegen den Planfeststellungsbeschluss / die Plangenehmigung für die jeweilige Ausbaumaßnahme, § 15 Abs. 3 S. 2 NABEG.

#### **2.2.2.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen in der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG**

Zur Behandlung von Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen in der Bundesfachplanung enthalten die Regelungen des NABEG keine speziellen Vorgaben. Dies gilt insbesondere für eine Einbeziehung von Erdleitungs-Varianten in die Alternativenprüfung.

#### **2.2.2.5 Ausschließliche Wirtschaftszone**

Wie ausgeführt (vgl. oben Abschn. 2.2.2.1), ist davon auszugehen, dass Höchstspannungs- und HGÜ-Leitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone nicht der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG unterfallen und in den Bundesnetzplan nach § 17 NABEG aufgenommen werden, sondern einer Sonderregelung unterliegen. Dies gilt auch, soweit es sich nicht um länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen handelt.

Für die Ausschließliche Wirtschaftszone bestehen Raumordnungspläne des Bundes (oben Abschn. 2.1.2.2). Zudem ist gemäß § 17 Abs. 2a und 2b EnWG jährlich ein spezieller Offshore-Netzplan durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern zu erstellen. Dieser soll nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG insbesondere Trassenfestlegungen für die Anbindungsleitungen von Offshore-Anlagen enthalten, aber auch grenzüberschreitende

Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander. Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen des Höchst- oder Hochspannungsverbundnetzes werden dabei gemäß § 3 Nr. 32 EnWG ausdrücklich dem Übertragungsnetz zugerechnet. Ungeachtet des Wortlauts des § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG, der auf "Trassen", "Leitungen" und "Verbindungen" abstellt, erscheint naheliegend, dass im Offshore-Netzplan – entsprechend dem Bundesnetzplan nach § 17 NABEG – regelmäßig nur Trassenkorridore, nicht aber konkrete Trassen, festgelegt werden.

### **2.2.3 Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)**

Das Energiepaket 2011 führt auch zu Änderungen der Genehmigungsverfahren für Höchstspannungs- oder HGÜ-Leitungen. Teilweise gelten die Änderungen allgemein, teilweise sind sie auf länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach § 2 Abs. 1 NABEG beschränkt.

#### **2.2.3.1 Allgemeine Vorschriften**

Wie ausgeführt (vgl. oben Abschn. 2.2.1.3), wird mit Erlass des Bundesbedarfsplans gesetzlich festgestellt, dass alle dort aufgeführten Vorhaben den Zielsetzungen des § 1 EnWG entsprechen; die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf stehen für die Planfeststellung / Plangenehmigung aller im Bundesbedarfsplan enthaltenen Leitungsvorhaben fest, § 12e Abs. 2 S. 3, Abs. 4 EnWG. Bislang bestand eine solche ausdrückliche Regelung nur nach § 1 Abs. 2 EnLAG für die im Anhang zum EnLAG aufgeführten 24 Vorhaben. Darüber hinaus können nach § 43 S. 2 EnWG zukünftig auch die für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen (insbesondere Umspannanlagen und Netzverknüpfungspunkte) auf Antrag des Vorhabenträgers in die Planfeststellung einbezogen werden, um eine Verfahrensbeschleunigung zu erzielen (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 34).

Hinsichtlich des Verfahrens finden Änderungen im Detail statt. So ist ein Erörterungstermin nur noch in den gesetzlich vorgesehenen Fällen ausgeschlossen, die Durchführung also nicht mehr in das Ermessen der Anhörungsbehörde gestellt, § 43a S. 1 Nr. 5 EnWG. Unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen können zukünftig durch ein Anzeigeverfahren zugelassen werden, § 43f EnWG. Außerdem wird auch für das Planfeststellungsverfahren die Möglichkeit der Einschaltung eines Projektmanagers eröffnet, § 43g EnWG. Zudem können gemäß § 117b EnWG zukünftig allgemeine Verwaltungsvorschriften zur Durchführung der Verfahren erlassen werden, etwa zu Form und Inhalt der Planunterlagen und zur Einbeziehung der Umweltverträglichkeitsprüfung in das Verfahren. Schließlich führt

§ 54 Abs. 11 BNatSchG die Möglichkeit zum Erlass allgemeiner Verwaltungsvorschriften im Zusammenhang mit der Berührung von Natura 2000-Gebieten ein.

Weitere Änderungen betreffen die vorzeitige Besitzeinweisung und das Enteignungsverfahren. Nach § 44b Abs. 1a EnWG kann eine vorzeitige Besitzeinweisung bereits nach Abschluss des Anhörungsverfahrens betrieben werden. § 45b EnWG ermöglicht die Parallelführung von Planfeststellungs- und Enteignungsverfahren. Damit sollen Zeitverzögerungen vermieden werden. Zudem wird in § 45 Abs. 2 S. 1 EnWG klargestellt, dass die Zulässigkeit der Enteignung im Planfeststellungsbeschluss nicht konstitutiv festgestellt werden muss.

### **2.2.3.2 Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG**

#### **2.2.3.2.1 Zulässigkeit des Planfeststellungs- / Plangenehmigungsverfahrens**

Das Planfeststellungsverfahren wird durch § 18 Abs. 1 NABEG für alle Höchstspannungsleitungen angeordnet, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind (Leitungen im Sinne von § 2 Abs. 1 NABEG). EnLAG-Vorhaben sind nach § 2 Abs. 4 NABEG wie hinsichtlich der Bundesfachplanung auch hinsichtlich des Planfeststellungsverfahrens vom Anwendungsbereich des NABEG ausgenommen. Wie in Bezug auf die Bundesfachplanung ausgeführt, ist außerdem davon auszugehen, dass Leitungsvorhaben in der Ausschließlichen Wirtschaftszone einer Sonderregelung unterliegen sollen und möglicherweise nicht im Bundesbedarfsplangesetz als Leitungen nach § 2 Abs. 1 NABEG gekennzeichnet werden (vgl. oben Abschn. 2.2.2.1). Für die Zulassung von Unterwasserkabeln im Bereich des Festlandsockels (und damit auch in der Ausschließlichen Wirtschaftszone) gilt vielmehr die Sonderregelung nach § 133 BBergG, die eine Genehmigung in bergbaulicher Hinsicht durch die zuständige Landesbehörde nach § 136 BBergG sowie eine Genehmigung hinsichtlich der Nutzung und Benutzung der Gewässer und des Luftraumes durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie vorsieht (oben Abschn. 2.1.3.2). Von den Regelungen des NABEG unberührt bleiben schließlich bestehende Genehmigungen und Planfeststellungsbeschlüsse sowie laufende Planfeststellungsverfahren, § 35 NABEG.

### 2.2.3.2.2 Verfahren der Planfeststellung / Plangenehmigung

Für das Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren und daran anknüpfende Verfahren (z.B. vorzeitige Besitzeinweisung, Enteignungsverfahren) gelten in weitem Umfang die allgemeinen Regelungen. Teilweise enthält das NABEG insoweit ausdrückliche inhaltsgleiche Vorschriften, teilweise greift der Verweis nach § 18 Abs. 3 S. 2 NABEG.

Die wichtigste Änderung betrifft die Zuständigkeit für die Durchführung des Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahrens. Für die Planfeststellung zuständige Behörde ist die nach Landesrecht zuständige Behörde, wenn das Vorhaben nicht durch Rechtsverordnung der Bundesnetzagentur übertragen wurde, § 31 Abs. 2 NABEG. Ermächtigt zum Erlass einer solchen Rechtsverordnung ist die Bundesregierung; der Bundesrat muss der Rechtsverordnung zustimmen, § 2 Abs. 2 NABEG. Vom Verordnungsgeber identifiziert werden sollen die Leitungen mit Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Planfeststellung auf Grundlage der Entscheidung des Gesetzgebers über länderübergreifende und grenzüberschreitende Leitungen im Bundesbedarfsplangesetz (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b), S. 19). Dies könnte eine weitgehende Fassung der Verordnung nahelegen, während die Bundesregierung davon sprach, dass die überwiegende Mehrzahl der Verfahren bei den Ländern verbleibe (NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 17). Im Gesetzesentwurf, wie er vom Bundestag verabschiedet wurde, war zunächst festgelegt worden, dass zuständige Planfeststellungsbehörde für alle im Bundesbedarfsplan als überregional oder europäisch bedeutsam gekennzeichneten Höchstspannungsleitungen stets die Bundesnetzagentur sein sollte, vgl. §§ 2 Abs. 1, 18 Abs. 1 NABEG-GESETZESENTWURF. Diese Regelung wurde aufgrund der Kritik von Seiten der Bundesländer (vgl. NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 13 ff.) in der dargestellten Weise abgeändert.

Das Planfeststellungsverfahren ist wie die Bundesfachplanung grob in zwei große Abschnitte zu unterteilen – das „Antragskonferenz-Verfahren“ und das eigentliche Anhörungs- und Abwägungsverfahren. Der Vorhabenträger hat auch hier zunächst die Unterlagen für die Antragskonferenz und nach Festlegung des Untersuchungsrahmens durch die für die Planfeststellung zuständige Behörde die Unterlagen für das Anhörungs- und Abwägungsverfahren zu erarbeiten, vgl. §§ 19, 21 Abs. 2 NABEG. Die Träger öffentlicher Belange und die Öffentlichkeit können zunächst an der Antragskonferenz teilnehmen (vgl. § 20 Abs. 2 NABEG) und werden in einem zweiten Schritt förmlich im Anhörungsverfahren beteiligt (§ 22 NABEG). Auch im Planfeststellungsverfahren ist die zuständige Behörde an zahlreiche Fristen gehalten und kann ihrerseits dem Vorhabenträger Fristen setzen, deren Einhaltung sie im Wege des Verwaltungszwangs durchsetzen kann, vgl. § 34 NABEG.

Wie in der Bundesfachplanung kann die zuständige Behörde auch im Planfeststellungsverfahren Projektmanager für die Durchführung bestimmter Verfahrensschritte einsetzen, § 29 NABEG (vgl. auch allgemein § 43g EnWG), und bei unwesentlichen Änderungen ein Anzeigeverfahren zulassen, § 25 NABEG. Der Vorhabenträger kann außerdem nach Maßgabe von § 27 NABEG – entsprechend allgemein in §§ 44b, 45b EnWG übernommen – bereits nach Abschluss des Anhörungsverfahrens eine vorzeitige Besitzeinweisung bzw. ein vorzeitiges Enteignungsverfahren verlangen, wovon sich der Gesetzgeber erhebliche Beschleunigungspotentiale verspricht (vgl. NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 29).

### **2.2.3.3 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen**

#### **2.2.3.3.1 Allgemeine Vorschriften**

Das Energiepaket 2011 enthält keine allgemeinen Vorgaben mit Relevanz für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung von Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen auf der Höchstspannungsebene.

Demgegenüber ergeben sich erhebliche Änderungen hinsichtlich der Erdverkabelung auf der 110 kV-Ebene. Dies betrifft insbesondere die Möglichkeit, auch 110 kV-Erdleitungen planfestzustellen, § 43 S. 7 EnWG, sowie die damit zusammenhängende Einführung einer grundsätzlichen Pflicht zur Erdverkabelung, wenn die Gesamtkosten nicht um mehr als den Faktor 2,75 ansteigen und naturschutzfachliche Belange nicht entgegenstehen, § 43h EnWG. Hierauf ist in der vorliegenden Untersuchung nicht näher einzugehen.

#### **2.2.3.3.2 Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG**

Die Zulässigkeit eines Planfeststellungsverfahrens für Erdleitungen auf der Höchstspannungsebene war bislang nur in Spezialfällen vorgesehen. Nunmehr bestimmt § 18 Abs. 1 NABEG weitergehend, dass Errichtung, Betrieb und Änderung von Leitungen im Sinne von § 2 Abs. 1 NABEG der Planfeststellung bedürfen. Dabei handelt es sich um die Leitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Wird im Bundesbedarfsplangesetz ein Erdkabel-Pilotprojekt nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) vorgesehen und die Leitung als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet, unterliegen damit auch deren Erdkabel-Abschnitte der Planfeststellung nach § 18 Abs. 1 NABEG.



Angesichts der allgemeinen Fassung des § 18 Abs. 1 NABEG findet ein Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren darüber hinaus grundsätzlich für alle Erdleitungsabschnitte von Leitungen im Sinne von § 2 Abs. 1 NABEG Anwendung. Allerdings sieht § 12e Abs. 3 EnWG ausdrücklich vor, dass (nur) für "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG im Bundesbedarfsplangesetz vorgesehen werden kann, dass dieses auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG erfüllt sind. Diese Beschränkung auf ein einzelnes Projekt wird auch in den Gesetzesmaterialien hervorgehoben (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Ein Ausschluss der Erdverkabelung für andere NABEG-Vorhaben kann daraus aber nicht abgeleitet werden, sondern nur das Fehlen einer Erdverkabelungspflicht (vgl. auch EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22).

#### **2.2.4 Kostenanerkennung**

Im Zuge des Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (BR-Drs. 394/11) wurden auch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in einem wichtigen Aspekt geändert. Geregelt werden nunmehr Zahlungen der Netzbetreiber an Städte und Gemeinden auf Grundlage einer entsprechenden Vereinbarung, um die Akzeptanz für den Netzausbau in den betroffenen Städten und Gemeinden zu erhöhen (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Betroffen sind Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen auf neuer Trasse mit Ausnahme von Bahnstromfernleitungen. Derartige Zahlungen werden bis zu einer Höhe von 40.000 Euro pro Kilometer für Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV und für Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 kV nach § 5 Abs. 4 StromNEV bei der Ermittlung der Netzkosten berücksichtigt. Nach der Gesetzesbegründung sind die Zahlungen als aufwandsgleiche Kosten anzusetzen, eine Aktivierung also ausgeschlossen (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 8b ARegV handelt es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, die daher nicht in den Effizienzvergleich eingehen. Anknüpfungspunkt der Regelung ist die Inbetriebnahme der Leitung, so dass auch Leitungen erfasst werden, die sich bei Inkrafttreten der Gesetzesänderung bereits im Planungsstadium befanden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Die konkrete Mittelverwendung bleibt grundsätzlich in der Autonomie der begünstigten Gebietskörperschaft (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35).

Abgelehnt wurde der Vorschlag des Bundesrates zur Änderung des § 12c Abs. 4 EnWG, mit dem ein finanzieller Ausgleich der Kosten für alle im bestätigten Netzentwicklungsplan festgestellten Maßnahmen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen werden sollte (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13). Allerdings wird die Bundesregierung ihre laufende Prüfung eines bundesweiten Ausgleichsmechanismus weiter fortsetzen (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

## **2.3 Struktureller Änderungsbedarf?**

Struktureller Änderungsbedarf wird in der Folge unter drei Aspekten problematisiert:

- Beibehaltung der komplexen Regelungsstruktur mit vier Regelungsebenen
- Einbindung der Kostenprüfung in die Regelungsstruktur
- Verhältnis von Bedarfsplanung und Bestimmung der Trassenkorridore.

### **2.3.1 Beibehaltung der vier Regelungsebenen**

Im Folgenden ist zu untersuchen, ob die dargestellte Regelungsstruktur im Grundsatz für eine erfolgreiche und zügige Bewältigung des Netzausbaubedarfs auf Höchstspannungsebene geeignet ist. Dies könnte angesichts der Komplexität mit vier unterschiedlichen Regelungsebenen in Zweifel gezogen werden. Im Ergebnis wird die Differenzierung nach den vier Regelungsebenen (Bedarf, Trassenkorridor, Vorhabenzulassung, Kostenanerkennung) hier aber im Grundsatz als sachlich angemessen erachtet. Sie beruht auf deutlichen Unterschieden der jeweiligen Prüfungsgegenstände.

#### **2.3.1.1 Unterschiedliche Prüfungsgegenstände**

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs (erste Regelungsebene) stehen energiewirtschaftliche Fragestellungen im Vordergrund. Grundlegend ist die Prognose der Entwicklung und örtlichen Lokalisierung von Erzeugung und Last sowie der zu erwartenden Lastflüsse einschließlich etwaiger Stromtransite. Außerdem bedarf es näherer Prüfung der technischen Möglichkeiten der Netze einschließlich des zu erwartenden technischen Fortschritts.

Die Festlegung von Trassenkorridoren (zweite Regelungsebene) verlangt eine deutlich weiter gespannte Betrachtung. Neben dem energiewirtschaftlichen Bedarf

sind Konkurrenzen zu anderen Raumnutzungen und -funktionen in den Blick zu nehmen. Hierzu bedarf es einer zumindest groben Analyse der Umweltauswirkungen des Leitungsbaus einschließlich der Auswirkungen auf die Bevölkerung. Darüber hinaus sind die wirtschaftlichen Auswirkungen zu berücksichtigen. Wesentliches Prüfungsziel ist die Auswahl unter den zur Problemlösung – d.h. zur Bereitstellung des erforderlichen Netzausbaus – alternativ möglichen Trassenkorridoren.

Bei der Zulassung des Leitungsbauvorhabens (dritte Regelungsebene) muss die vorstehend beschriebene Analyse im Detail vorgenommen werden, um die Inanspruchnahme konkreter Flächen zum Zwecke des Leitungsbaus zu prüfen. Hierbei geht es nicht allein um die Raumnutzung, sondern um die Auswirkungen der konkreten Ausgestaltung des Vorhabens. Dabei reduziert sich der Prüfungsumfang durch die Vorauswahl eines bestimmten Trassenkorridors. Innerhalb dieses Korridors ist Prüfungsziel wiederum die Auswahl unter den zur Problemlösung – d.h. zur Bereitstellung des erforderlichen Netzausbaus – möglichen Alternativen. Wenn eine enteignungsrechtliche Vorwirkung vorgesehen wird, wie im Falle der energierechtlichen Planfeststellungsverfahren, muss die Maßnahme dem Wohl der Allgemeinheit i.S.v. Art. 14 Abs. 3 GG dienen.

Da die Übertragungsnetze als natürliche Monopole angesehen werden, so dass die Netznutzer in der Regel keine Ausweichmöglichkeit auf andere Netze haben, unterliegen die Netzerlöse einem Genehmigungsvorbehalt (vierte Regelungsebene). Die Prüfung erstreckt sich in diesem Fall auf die Angemessenheit der erzielten Netzerlöse im Vergleich zu den effizienten Kosten des Übertragungsnetzes. Über die bereits angesprochene Bedarfsprüfung (erste Prüfungsebene) hinaus ist die Höhe der erforderlichen Netzkosten zu untersuchen. Maßgeblich hierfür ist wiederum eine primär energiewirtschaftliche Betrachtung, die die technischen Möglichkeiten der Netze einschließlich des zu erwartenden technischen Fortschritts sowie die Beschaffungskosten zu Grunde legt.

### **2.3.1.2 Grundsätzliche Sachangemessenheit**

Die dargestellten vier Regelungsebenen weisen damit deutlich unterschiedliche Prüfungsgegenstände auf, die die gesonderte gesetzliche und verfahrensmäßige Behandlung grundsätzlich rechtfertigen können.

Insbesondere ist die Trennung zwischen der Festlegung des Trassenkorridors (raumordnerische Beurteilung bzw. Bundesfachplanung) und der Zulassung des Leitungsbauvorhabens, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Genehmigungsverfahren) als sinnvoll zu bewerten. Zwar werden des Öfteren mögliche Doppelprüfungen moniert, die verfahrensverzögernd wirken. Außerdem wird die fehlende Verständlichkeit für die Öffentlichkeit beklagt, was die Akzeptanz des Leitungsbauvorhabens behindere. So hat der Bundestag in einer Entschlie-

zum EnLAG gefordert, Doppelprüfungen im Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren zu vermeiden, und die Länder aufgefordert, nach Möglichkeit gemäß § 15 Abs. 1 S. 4 ROG auf ein Raumordnungsverfahren zu verzichten sowie von der Abschichtungswirkung der Umweltverträglichkeitsprüfung nach § 16 Abs. 2 UVPG Gebrauch zu machen (vgl. WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 8).

Die dargestellte Trennung hat jedoch überwiegende Vorteile. Sie ermöglicht die Vorauswahl eines Trassenkorridors unter raumordnerischen Gesichtspunkten. Würde eine solche Vorauswahl nicht zugelassen, so müssten weitergehende Detailprüfungen zu allen Trassenalternativen in allen Trassenkorridoren vorgenommen werden, auch wenn im Planfeststellungsverfahren nicht alle Alternativen mit gleicher Prüfungstiefe betrachtet werden müssen. Dieser Aufwand ist in der Regel zur Auswahl zwischen mehreren Trassenkorridoren aber nicht erforderlich und würde seinerseits einen ganz erheblichen zusätzlichen Prüfungsbedarf und damit Zeitaufwand verursachen. Auch die Entschließung des Bundestages stellt nicht die grundsätzliche Unterscheidung in Frage, sondern zielt allein auf die Vermeidung von Doppelungen im Detail.

Die vierstufige Regelungsstruktur wurde im Energiepaket 2011 nicht nur beibehalten, sondern deutlich klarer verankert als im bisherigen Rechtsrahmen. Insbesondere wurde die erste Regelungsstufe (Ermittlung des Netzausbaubedarfs) durch die §§ 12a – 12e EnWG erstmals klar durchnormiert.

### **2.3.1.3 Fazit**

Die dargestellte vierstufige Regelungsstruktur ist aufgrund unterschiedlicher Prüfungsgegenstände sachlich angemessen. Sie sollte daher grundsätzlich beibehalten werden.

#### **Empfehlung:**

Die vierstufige Regelungsstruktur des geltenden Rechtsrahmens – Ermittlung des Netzausbaubedarfs, Festlegung des Trassenkorridors, Zulassung des Leitungsbauvorhabens, Kostenanerkennung – ist grundsätzlich beizubehalten. Sie ist aufgrund unterschiedlicher Prüfungsgegenstände sachlich angemessen.

## **2.3.2 Einbindung der Kostenprüfung in die Regelungsstruktur**

### **2.3.2.1 Grundsatz: Bindung an Entscheidungen der Raumordnungs- bzw. Genehmigungsbehörde**

Wie dargestellt, war das Verhältnis der Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur zu der Festlegung von Trassenkorridor (auf der Ebene der Raumordnung) und Zulassung des Leitungsbauvorhabens (regelmäßig im Planfeststellungsverfahren) vor Inkrafttreten des Energiepakets 2011 nur rudimentär geregelt. Die Rechtslage hat sich auch durch das Energiepaket 2011 nur in begrenztem Umfang geändert (dazu unten Abschn. 2.3.2.3). Vereinfacht wird die Koordinierung der Verfahren allerdings durch die neue Ausgestaltung der Bedarfsplanung nach §§ 12a ff. EnWG. Sämtlicher im Bundesbedarfsplan festgelegter Netzausbaubedarf ist gemäß § 12e Abs. 4 S. 2 EnWG für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung verbindlich, was bislang gemäß § 1 Abs. 2 EnLAG nur für die 24 Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans vorgesehen war. Dieser Netzausbaubedarf muss, obwohl dies nicht ausdrücklich geregelt ist, auch in der Anreizregulierung anerkannt werden, zumal die Bundesnetzagentur maßgeblich an der Erstellung des Bundesbedarfsplans mitwirkt. Konflikte zwischen den Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung/Bundesfachplanung bzw. Planfeststellung einerseits und Kostenanerkennung andererseits erscheinen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs damit ausgeschlossen.

Im Grundsatz kann die Prüfung durch Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde als umfassender angesehen werden und muss insoweit auch die Kosten der Netzausbaumaßnahme (in der jeweiligen Alternative) bei der Auswahl von Trassenkorridor und konkreter Ausgestaltung berücksichtigen. Die Prüfung durch die Bundesnetzagentur in der Anreizregulierung zielt demgegenüber auf die Kostenseite und kann damit als begrenzter, aber detaillierter angesehen werden. Bei einem solchen Verständnis liegt es nahe, das Ergebnis der Prüfung durch die Bundesnetzagentur in der Anreizregulierung als ein Element in die Beurteilung durch Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde einfließen zu lassen. In der Konsequenz hätte die Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde zwar die energiewirtschaftliche Beurteilung der Bundesnetzagentur, insbesondere hinsichtlich energiewirtschaftlich sinnvoller Bewältigung der Versorgungsaufgabe und der Kostenhöhe, zu Grunde zu legen, würde aber selbst die Abwägung mit anderen Belangen etwa des Natur- und Landschaftsschutzes vornehmen. Umgekehrt wäre die Bundesnetzagentur an die – nach Stellungnahmemöglichkeit ergangene – Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde gebunden. Bei unterschiedlichen Gewichtungen etwa des Kostenaspekts gegenüber anderen Elementen der Abwägungsentscheidung würde letztlich der Beurteilung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde Vorrang zukommen.

Ein solcher Ansatz erscheint jedenfalls solange angemessen, wie die Bundesnetzagentur als Fachbehörde für die Beurteilung energiewirtschaftlicher Fragestellungen verstanden wird und nicht als Planungsbehörde mit Befugnissen auch im Bereich der Raumordnung oder gar der Planfeststellung (dazu unten Abschn. 2.3.2.3). Ein solches Verständnis scheint auch die Bundesnetzagentur bislang zu Grunde gelegt zu haben. Jedenfalls sieht ihr Leitfaden Investitionsbudgets 2010 vor, bereits vorliegende Planfeststellungsentscheidungen grundsätzlich zu beachten (BNETZA 2010, Ziffer 4.2). Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung soll der Netzbetreiber seine Variantenauswahl hinsichtlich a priori ausgeschlossener Trassenführungen begründen, was u.a. durch Verweis auf die Ergebnisse laufender oder abgeschlossener Raumordnungsverfahren bzw. Planfeststellungsverfahren geschehen kann (BNETZA (2010), Ziff. 8.5).

### **2.3.2.2 Sondersituation für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen**

Das Energiepaket 2011 enthält, wie dargestellt, keine expliziten Regelungen über das Verhältnis zwischen der Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur einerseits und der Entscheidung über den Trassenkorridor (auf der Ebene der Raumordnung, zukünftig auch der Bundesfachplanung) bzw. der Zulassung des Leitungsbauvorhabens (regelmäßig im Planfeststellungsverfahren) andererseits. Faktisch verringert sich die Konfliktwahrscheinlichkeit allerdings für die im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen i.S.v. § 2 Abs. 1 NABEG erheblich. Entscheidend hierfür ist die neue Verteilung der Befugnisse im Bereich der Bundesfachplanung und ggf. auch der Planfeststellung.

Wie in Abschnitt 2.2. erläutert, ist die Bundesnetzagentur bei diesen länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen nicht nur für die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung, sondern auch für die Bundesfachplanung und, sofern ihr ein Vorhaben durch Rechtsverordnung übertragen wurde, für das Planfeststellungsverfahren zuständig. Divergierende Entscheidungen erscheinen damit wenig wahrscheinlich, soweit ein und derselbe Behörde (Bundesnetzagentur) tätig wird. Allerdings sollten nach der hier dargestellten Auffassung die für die Kostenanerkennung zuständigen Beschlusskammern 4 und 8 der Bundesnetzagentur jedenfalls nicht zugleich für die Bundesfachplanung und/oder die Planfeststellung zuständig sein (vgl. Abschn. 4.2.1.3.2). Damit lassen sich Diskrepanzen nicht vollständig ausschließen.



### 2.3.2.3 Bindung hinsichtlich der Technologiewahl

Problematisch erscheint die Bindung der Bundesnetzagentur an Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung oder Planfeststellung, wenn es um die technologische Ausführung von Netzausbauvorhaben geht, etwa als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung. Derartige Entscheidungen weisen einen deutlich engeren Bezug zu energiewirtschaftlichen Fragestellungen auf. Hierbei sind Fragen der Netzzuverlässigkeit und damit der Versorgungssicherheit von erheblicher Bedeutung. Relevante Folgen können sich auch für die Schnelligkeit des Netzausbaus ergeben. Darüber hinaus sind weitreichende Auswirkungen auf die Verbundmöglichkeiten des Netzes möglich, insbesondere hinsichtlich der Verknüpfung von Drehstrom- und Gleichstromverbindungen. Schließlich spielt der Kostenaspekt eine wesentliche Rolle bei der Auswahl zwischen den Technologiealternativen.

An ihre Grenzen stößt die Bindung der Bundesnetzagentur durch Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung oder Planfeststellung außerdem, wenn die Kostenanerkennung aufgrund gesetzlicher Vorgaben ausgeschlossen ist. Die Gesetzesbindung der Verwaltung ist auch insoweit zu beachten. Probleme können hier entstehen, wenn die gesetzlichen Vorgaben von der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde anders interpretiert werden als von der Bundesnetzagentur. Beispielhaft genannt werden kann etwa die Frage, inwieweit die Erdverkabelung außerhalb der vier EnLAG-Pilotvorhaben kostenmäßig anerkannt werden kann. Angesichts der erkennbar restriktiven Ausgestaltung der § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 und 6 sowie § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6, 7 und 14 ARegV sind hier möglicherweise enge Grenzen gesetzt. Fraglich kann auch etwa erscheinen, ob eine weitreichende Erdverkabelung bei den EnLAG-Pilotvorhaben kostenmäßig anerkannt werden kann, wenn sie über das zur Erreichung des in § 2 Abs. 1 EnLAG betonten Erprobungszwecks Erforderliche hinausgeht. Eine Bindung der sachnäheren Bundesnetzagentur an die Gesetzesauslegung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde lässt sich in diesen Fällen nicht begründen. Die unterschiedlichen Behördenzuständigkeiten eröffnen insoweit vielmehr notwendig die Gefahr divergierender Gesetzesauslegungen.

Die dargestellten Aspekte begründen zum einen die Gefahr, dass die energiewirtschaftliche Beurteilung der Bundesnetzagentur von der Planungs- bzw. Genehmigungsbehörde nicht hinreichend gewichtet wird. Zum anderen ist zu befürchten, dass unterschiedliche Auffassungen zur Frage der Kostenanerkennung Unsicherheit schaffen und damit die Verwirklichung des Netzausbaus behindern könnten. In beiden Fällen dürften der Sache nach insbesondere Vorgaben zur technologischen Ausführung in Rede stehen. Zur Bewältigung der dargestellten Gefahren sollte daher der Beurteilung durch die Bundesnetzagentur größere Bedeutung für die Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde zugemessen

werden. Insoweit könnte die Einführung einer Einvernehmensregelung zielführend sein.

Durch das Energiepaket 2011 wird die dargestellte Problematik teilweise abgemildert, da vermehrt Vorgaben zur technologischen Ausführung auf Ebene der Bedarfsplanung vorgesehen sind. Zum einen kann gemäß § 12e Abs. 3 EnWG die Teilverkabelung zusätzlich für ein Vorhaben nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) im Bundesbedarfsplangesetz vorgesehen werden. Hieraus resultiert eine gesetzliche Bindung aller Behörden hinsichtlich der grundsätzlichen Anerkennung der Teilverkabelung für dieses Vorhaben, ähnlich den vier EnLAG-Pilotvorhaben.

Zum anderen haben die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans insbesondere Angaben zu Pilotprojekten innovativer Technologien (HGÜ, Hochtemperaturleiterseile) und zur zu verwendenden Übertragungstechnologie zu machen, § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 und Nr. 5 EnWG. Diese Angaben sind damit auch Gegenstand der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur und Bestandteil des von ihr als Entwurf für den Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung übermittelten Netzentwicklungsplans. Mangels Aufnahme in den Bundesbedarfsplan resultiert hieraus zwar keine gesetzliche Bindung. Wohl aber kommt eine Selbstbindung der Bundesnetzagentur in Betracht, die noch genauerer Untersuchung bedarf. Im Übrigen gilt auch hier, dass die Konfliktwahrscheinlichkeit für die im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen i.S.v. § 2 Abs. 1 NABEG aufgrund der erweiterten Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur erheblich verringert wird.

#### **2.3.2.4 Fazit**

Das Verhältnis der Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur zu der Entscheidung über den Trassenkorridor (auf der Ebene der Raumordnung, zukünftig auch der Bundesfachplanung) und der Zulassung des Leitungsbauvorhabens (regelmäßig im Planfeststellungsverfahren) ist bislang nicht ausreichend klar geregelt. Damit entstehen rechtliche Zweifelsfragen, die zu Verfahrensverzögerungen führen können. Es erscheint daher empfehlenswert, das Verhältnis der Verfahren gesetzlich zu regeln. Im Anwendungsbereich des NABEG ist die Problematik insoweit gemildert, als die Bundesnetzagentur auch für die Bundesfachplanung und ggf. die Planfeststellung zuständig ist.

Grundsätzlich sollte vorgesehen werden, dass die Bundesnetzagentur an die – nach Stellungnahmemöglichkeit ergangene – Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde gebunden ist. Die durch die Wahl von Trassenkorridor und konkreter Ausgestaltung verursachten Mehrkosten im Vergleich zu anderen Korridoren oder Ausgestaltungen sind daher in der

Anreizregulierung als berücksichtigungsfähig anzuerkennen, insbesondere im Rahmen von Investitionsbudgets.

Demgegenüber sollte erwogen werden, bei Vorgaben der Planungs- oder Genehmigungsbehörden zur technologischen Ausführung von Netzausbauvorhaben (z.B. als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung) ein Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur vorzusehen. Damit würde zum einen eine hinreichende Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen sichergestellt, zum anderen die Gefahr divergierender Auffassungen über die Anerkennungsfähigkeit etwaiger Mehrkosten in der Anreizregulierung vermieden.

Die Problematik ist abgemildert, soweit bereits auf Ebene der Bedarfsplanung Vorgaben zur technologischen Ausführung gemacht werden. Es sollte daher stets geprüft werden, ob derartige Vorgaben auf der Ebene der Bedarfsplanung möglich sind und damit die weiteren Verfahren entlasten können.

**Empfehlungen:**

1. Klargestellt werden sollte die grundsätzliche Bindung der Bundesnetzagentur bei der Kostenanerkennung an die Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung bzw. Planfeststellung.
2. Einführung einer Einvernehmensregelung zwischen Planungs- bzw. Genehmigungsbehörde und Bundesnetzagentur für Vorgaben zur Technologiewahl (Frei- oder Erdleitung, Dreh- oder Gleichstromübertragung).
3. Prüfung von Vorgaben zur Technologiewahl auf Ebene der Bedarfsprüfung, um die weiteren Verfahren zu entlasten.

### **2.3.3 Verhältnis von Bedarfsplanung und Bestimmung der Trassenkorridore**

#### **2.3.3.1 Entwicklung bis zum Energiepaket 2011**

##### **2.3.3.1.1 Energiekonzept 2010 der Bundesregierung**

Die Bundesregierung sieht in ihrem Energiekonzept vom 28.09.2010 vor, ein Konzept für ein „Zielnetz 2050“ zu entwickeln, um daraus den Bedarf für die zukünftig erforderliche Infrastruktur abzuleiten. Dazu soll zukünftig eine deutschlandweite Netzausbauplanung durch einen zwischen allen Netzbetreibern abgestimmten zehnjährigen Netzausbauplan sichergestellt werden, der von den Netzbetreibern jährlich vorzulegen ist (dazu unten Abschn. 3.2.1).

Auf Grundlage des zwischen den Netzbetreibern abgestimmten zehnjährigen Netzausbauplans will die Bundesregierung im Rahmen einer Bundesfachplanung für das Übertragungsnetz einen Bundesnetzplan vorlegen. An der Erstellung sollen Länder und andere Beteiligte frühzeitig in einem gesetzlich geregelten und transparenten Verfahren beteiligt werden. Der Bundesnetzplan soll, wie bereits der EnLAG-Bedarfsplan, für die Planungsträger in den Ländern verbindlich den prioritären energiewirtschaftlichen Bedarf festlegen. Darüber hinaus sollen aber auch die „Ausbautrassen gesichert werden“ (ENERGIEKONZEPT, S. 10 f.).

### **2.3.3.1.2 Sondergutachten 2011 des Sachverständigenrats für Umweltfragen**

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat in einem Sondergutachten vom Januar 2011 als eine zentrale Schwäche des geltenden Rechtsrahmens den Zeitverlust aufgrund verfahrensimmanenter Doppelprüfungen in Raumplanung und Genehmigung von Übertragungsnetzen angesehen, der durch die weitgehend unklare Trennung zwischen Aufgaben der übergreifenden Raumplanung und der Fachplanung entstehe. Wegen des länderübergreifenden Netzausbaubedarfs und des Zeitdrucks gebe es gute Gründe für die Durchführung der Netzplanung in Bundesverwaltungskompetenz; alternativ müssten interdependente Landesplanungen straff koordiniert werden.

Im Ergebnis schlägt der Sachverständigenrat für Umweltfragen einen zentral aufgestellten Bundesfachplan „Stromübertragungsnetz 2030“ vor. Dieser solle der hochstufigen Bedarfsfestlegung, der Trassenkorridorfestlegung und der Alternativendebatte dienen. Der verbindlichen Bedarfsprüfung auf höchster Planungsstufe wird insbesondere deshalb große Bedeutung beigemessen, weil Speicherausbau, Lastmanagement, Erzeugungssteuerung und Netzausbau miteinander koordiniert werden müssen und der Staat seiner Infrastrukturgewährleistungsverantwortung gerecht werden muss. Gleiches gelte für die großräumige bundesweite Auswahl von Trassenkorridoren sowie für Grundsatzentscheidungen zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung. Die Bündelung beider Entscheidungen wird auf die enge Verknüpfung von Bedarfsfeststellung und großräumiger Trassenplanung gestützt.

Die Ausgestaltung als administratives Planungsverfahren mit Letztentscheidung auf Regierungsebene soll sowohl die administrative Verwaltungskraft als auch die hohe demokratische Legitimation der Regierung nutzen. Die Bundesverwaltungskompetenz wird als erforderlich angesehen, um großräumige Wechselwirkungen bei der Bedarfsfestlegung und großräumige Alternativen bei der Trassenfindung optimal im Verfahren verarbeiten zu können. Außerdem gewährleiste die Planungskompetenz des Bundes Verantwortung und den zur Akzeptanzgewinnung

erforderlichen umfassenden Interessensausgleich. Zwar entstehe durch die Durchführung einer hochstufigen Grobplanung das Problem der erneuten Alternativenprüfung im Planfeststellungsverfahren. Doch könne die Planfeststellungsbehörde sich auf die Prüfung kleinräumiger Alternativen konzentrieren, da die großräumigen Alternativen in dem vorangehenden formalisierten Verfahren mit Pflichten zur Begründung der Variantenwahl bereits untersucht wurden (vgl. Zusammenfassung in SRU (2011), Tz. 677 – 680).

### **2.3.3.2 Energiepaket 2011**

Das im August 2011 in Kraft getretene Energiepaket hat das vorstehend diskutierte, zunächst nur in Ansätzen bekannte Konzept verbindlich ausgestaltet. Überzeugend erscheint hierbei zunächst die klare Trennung zwischen der Ermittlung des Netzausbaubedarfs (§§ 12a ff. EnWG) und der folgenden Ebene der Bestimmung der Trassenkorridore (§§ 4 ff. NABEG). Die ursprünglich teilweise anklingende Möglichkeit einer gemeinsamen Prüfung beider Fragestellungen – etwa in einem Bundesfachplan „Stromübertragungsnetz 2030“ zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte (SRU (2011), Tz. 578 ff.) – wurde damit nicht verwirklicht. Für die Trennung beider Fragestellungen sprechen bereits die komplexen Anforderungen auf der Ebene der Ermittlung des Netzausbaubedarfs, die sich großenteils schon aus Unionsrecht ergeben: Genehmigung eines Szenariorahmens, Entwurf eines Netzentwicklungsplans durch die Netzbetreiber und Bestätigung durch die Bundesnetzagentur, Erlass eines Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber. Zudem verlangt die Bedarfsplanung eine energiewirtschaftliche Fachbeurteilung, während bei Festlegung der Trassenkorridore vor allem die unterschiedlichen Nutzungsansprüche an den Raum (überfachlich) zum Ausgleich zu bringen sind (näher unten Abschn. 4.1.1).

Die Bedarfsplanung könnte allerdings über den bislang angewendeten Detaillierungsgrad hinaus ausgedehnt werden und damit zusätzlichen Einfluss auf die Bestimmung der Trassenkorridore nehmen. Bislang beschränken sich die Vorgaben im Wesentlichen auf die Angabe von Anfangs- und Endpunkten der Leitungen. Hier erscheint eine detailliertere Bedarfsplanung wünschenswert, die u.a. auch Netzknoten sowie die Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern einbezieht, soweit hierfür wichtige energiewirtschaftliche Gründe bestehen. Damit würden sich zugleich Vorgaben für den Verlauf der Trassenkorridore ergeben, die im Rahmen der Raumordnung bzw. Bundesfachplanung zu beachten wären.

Festzuhalten ist weiterhin, dass sich die Bundesfachplanung der Bundesnetzagentur nach §§ 4 ff. NABEG auf die im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen be-

schränkt. Eingeschränkt wurde im Ergebnis das Kriterium der "überregionalen oder europäischen Bedeutung" der betroffenen Höchstspannungsleitung, das nach § 2 Abs. 1 und § 4 NABEG-Entwurf zunächst herangezogen werden sollte und die national oder für den Strombinnenmarkt der EU bedeutsamen sowie die Ländergrenzen überschreitenden Transportleitungen erfassen sollte (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23). Jedenfalls hinsichtlich der länderübergreifenden Leitungen knüpft das NABEG damit an nachweisbare Problemlagen bei einzelnen Netzausbauvorhaben an, wie oben dargestellt. Die oben zusätzlich erörterte Frage einer länderübergreifenden Alternativenprüfung dürfte mit erfasst sein, da sie ohnehin regelmäßig nur bei Überschreitung von Landesgrenzen in Betracht kommt und andernfalls auch unter den Begriff der "länderübergreifenden" Höchstspannungsleitung subsumiert werden könnte. Eine gesonderte Begründung für die Einbeziehung grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen lässt sich den Materialien zum NABEG nicht entnehmen. Zu Grunde liegen dürfte der Gedanke der besonderen europäischen Bedeutung dieser Leitungen, der die ursprüngliche Formulierung des Entwurfs bestimmt hatte. Soweit die Bundesnetzagentur Zuständigkeiten im Rahmen der Bundesfachplanung wahrnimmt, sollten diese organisatorisch von der Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Rahmen der Bedarfsplanung getrennt werden (näher unten Abschn. 4.2.1.3.2).

#### Empfehlungen:

1. Eine Verknüpfung der Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der Festlegung der Trassenkorridore in einheitlichen Verfahren ist nicht zu empfehlen.
2. Die Bedarfsplanung sollte über den bisherigen Detaillierungsgrad hinaus ausgedehnt werden und könnte u.a. Netzverknüpfungspunkte sowie die Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern einbeziehen, soweit hierfür wichtige energiewirtschaftliche Gründe bestehen.

### **3 Ermittlung des Netzausbaubedarfs**

#### **3.1 Rechtslage bis zum Energiepaket 2011**

##### **3.1.1 Allgemeines**

Auf der ersten der vier hier unterschiedenen Regelungsebenen sind Vorgaben zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs für Höchstspannungsnetze angesiedelt. Im Ausgangspunkt wird diese Aufgabe als eine solche der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber verstanden. Zunehmend wird deren Entscheidungsfreiheit jedoch überlagert und eingeschränkt durch staatliche Regelungen. Das System vor dem



Energiepaket 2011, das Vorgaben zum Netzausbaubedarf vor allem in den TEN-E-Leitlinien und dem EnLAG-Bedarfsplan enthielt, ließ sich allerdings noch nicht als umfassende fachliche Bedarfsplanung ansehen, sondern gewährte für die aufgeführten Vorhaben lediglich Erleichterungen zur Beschleunigung des Netzausbaus, etwa durch die Möglichkeit finanzieller Förderung oder durch die gesetzliche Feststellung der Planrechtfertigung.

Demgegenüber sehen die vom dritten Energiebinnenmarkt-Paket aus dem Jahr 2009 vorgesehenen NEPs eine umfassende Ermittlung des Netzausbaubedarfs vor. Diese Aufgabe ist für die gemeinschaftsweiten NEPs den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von ENTSO-E übertragen (Art. 8 Abs. 10 StromhandelsVO). Kommission und ACER haben Möglichkeiten der Einflussnahme, können aber keine Änderung der NEPs verlangen (Art. 8 Abs. 11, Art. 9 Abs. 2 StromhandelsVO). Zudem sind diese ausdrücklich als nicht verbindlich gekennzeichnet (Art. 8 Abs. 3 Buchst. b) StromhandelsVO).

Für die NEPs der ITOs war der Bundesnetzagentur hingegen die Befugnis einzuräumen, Änderungen zu verlangen, insbesondere damit der gesamte Investitionsbedarf abgedeckt wird (Art. 22 Abs. 5 StromRL). Außerdem sind diese Pläne verbindlich und können von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden (Art. 22 Abs. 7 StromRL). Dies impliziert jedenfalls im Hinblick auf diejenigen Netzbetreiber, die als ITOs organisiert sind, eine staatlich kontrollierte Bedarfsplanung. Die Prüfung der NEPs der ITOs obliegt der Regulierungsbehörde, d.h. der Bundesnetzagentur. Auf die Rechtslage nach Umsetzung des dritten Energiebinnenmarkt-Paketes mit dem Energiepaket 2011 wird unten eingegangen (vgl. Abschn. 3.2).

### **3.1.2 EnLAG-Bedarfsplan**

#### **3.1.2.1 Grundlage**

Bis zum Energiepaket 2011 bestand auf nationaler Ebene (nur) der Bedarfsplan als Anlage zum EnLAG. Dieser umfasst derzeit 24 Netzausbauvorhaben auf der Höchstspannungsebene, für die ein vordringlicher Bedarf vom Gesetzgeber festgestellt und für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung nach §§ 43 – 43d EnWG verbindlich erklärt worden ist, § 1 Abs. 2 EnLAG. Er ist gemäß § 3 EnLAG alle drei Jahre durch das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und dem Bundestag hierüber ein Bericht vorzulegen (erstmalig zum 01.10.2012).

Welche Vorhaben in den EnLAG-Bedarfsplan aufgenommen wurden, entschied sich auf Grundlage der dena-Netzstudie I (DENA (2005)) und der TEN-E-Leitlinien sowie weiterer Abschätzungen eines erhöhten Transportbedarfs (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 9 ff., 17 f.). Die konkrete Auswahl der Vorhaben traf

der Gesetzgeber. Eine Beteiligung der Öffentlichkeit fand nicht statt. Insbesondere wurde keine SUP durchgeführt, in deren Rahmen die Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 14i UVPG erforderlich gewesen wäre (zur SUP-Pflichtigkeit des EnLAG-Bedarfsplans unten Abschn. 3.1.2.2). Das erscheint insbesondere unter Akzeptanzgesichtspunkten nicht hilfreich und dürfte ein Grund für die mangelnde Befriedungswirkung der gesetzlichen Festschreibung des EnLAG-Bedarfsplans gewesen sein. Dies führte dazu, dass der Netzausbaubedarf für die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans auch nach dessen Erlass weiterhin thematisiert wird (vgl. dazu Abschn. 4.1.4.2).

### **3.1.2.2 Strategische Umweltprüfung**

Der EnLAG-Bedarfsplan wurde ohne SUP erstellt. Auch der Vorschlag des Bundesrates, den EnLAG-Bedarfsplan in Anhang 3 UVPG aufzunehmen, was eine ausdrückliche Pflicht zur Durchführung einer strategischen Umweltprüfung (SUP) jedenfalls für die Änderung des Bedarfsplans begründet hätte, wurde von der Bundesregierung abgelehnt. Eine SUP sei nicht durchzuführen, da für den EnLAG-Bedarfsplan abweichend von § 2 Abs. 5 S. 1 UVPG keine Pflicht zur Aufstellung aufgrund von Rechts- oder Verwaltungsvorschriften bestehe. Vielmehr werde er vom Gesetzgeber selbst aufgestellt, ohne dass eine Pflicht hierzu bestehe (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 22, 23). Dies zielt auf die Regelung des § 3 EnLAG, wonach der Bedarfsplan alle drei Jahre durch das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und dem Bundestag hierüber ein Bericht vorzulegen ist.

Ob die Erstellung bzw. Aktualisierung des EnLAG-Bedarfsplans ohne SUP erfolgen darf, wird bezweifelt. Es wird vertreten, dass bereits vor Erlass des EnLAG eine SUP hätte stattfinden müssen, da die Voraussetzungen des Art. 3 der Richtlinie 2001/42/EG (SUP-Richtlinie) erfüllt gewesen seien und auch eine fehlerhafte Umsetzung der Richtlinie in deutsches Recht nicht von dieser unmittelbar geltenden Pflicht befreit habe (IDUR (2010), S. 4 ff.). Erst recht könnte eine SUP-Pflicht für etwaige Änderungen des EnLAG-Bedarfsplanes naheliegen. § 2 Abs. 5 UVPG spricht von Plänen und Programmen, zu deren Ausarbeitung, Annahme oder Änderung eine Behörde durch Rechts- oder Verwaltungsvorschriften verpflichtet ist. Art. 2 Buchst. a) der SUP-Richtlinie legt ausdrücklich fest, dass hierunter auch Pläne und Programme fallen, die von einer Behörde für die Annahme durch das Parlament oder die Regierung im Wege eines Gesetzgebungsverfahrens ausgearbeitet werden. Nach seiner Zielrichtung könnte hierunter auch eine Änderung gesetzlicher Pläne fallen, die mittels detaillierter Berichterstattung durch Ministerien vorbereitet wird, wobei diese gesetzlich (vgl. § 3 EnLAG) zur Prüfung des Änderungs- und Optimierungsbedarfs verpflichtet sind.

Die Frage braucht vorliegend nicht näher geprüft zu werden. Mit Inkrafttreten des Energiepakets 2011 sind die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans auch Gegenstand des Bundesbedarfsplangesetzes (vgl. nachstehender Abschn. 3.2). Daher ist davon auszugehen, dass eine Ausweitung des EnLAG-Bedarfsplans nicht mehr erfolgen wird. Zudem ist jedenfalls bei Erstellung des Bundesbedarfsplans eine SUP durchzuführen, die auch die EnLAG-Vorhaben umfasst. Selbst wenn daher zukünftig noch neue Vorhaben in den EnLAG-Bedarfsplan aufgenommen werden sollten, so könnte auf eine erneute SUP bei Änderung des EnLAG-Bedarfsplans verzichtet werden. Entsprechend sieht § 14b Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 1.1 UVPG grundsätzlich die SUP-Pflichtigkeit gesetzlicher Bedarfspläne im Bereich der Verkehrswege vor, nach § 19b Abs. 1 UVPG ist die SUP jedoch verzichtbar, wenn die Umweltauswirkungen bereits Gegenstand einer SUP im Verfahren zur Aufstellung oder Änderung anderer Pläne oder Programme nach Nr. 1.1 der Anlage 3 (z.B. Bundesverkehrswegeplan) waren.

### **3.1.3 Zwischenergebnis**

Bis zum Inkrafttreten des Energiepakets 2011 bestanden nur sehr eingeschränkte Vorgaben zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Die Bedarfsermittlung wurde im Wesentlichen den Übertragungsnetzbetreibern überlassen. Auch dem gesetzlichen Bedarfsplan des EnLAG für die 24 dort im Anhang aufgelisteten Vorhaben liegt keine fachbehördliche Prüfung zu Grunde und eine Öffentlichkeitsbeteiligung wurde nicht durchgeführt. Dem gesetzlichen Bedarfsplan des EnLAG wird daher keine hinreichende Überzeugungskraft zugemessen.

Sowohl die fachbehördliche Prüfung als auch die Öffentlichkeitsbeteiligung sind für die Erstellung des zukünftigen Bundesbedarfsplans vorgesehen. Dieser umfasst auch die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans. Die rechtliche Ausgestaltung der Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist daher nunmehr auf Grundlage der neuen Vorgaben des Energiepakets 2011 zu untersuchen (unten Abschn. 3.2).

## **3.2 Energiepaket 2011**

### **3.2.1 Szenariorahmen, nationaler NEP, Bundesbedarfsplan**

#### **3.2.1.1 Allgemeines**

Wie erläutert (vgl. oben Abschn. 2.2.1), erfolgt die gesetzliche Bedarfsfestlegung in einem dreistufigen Verfahren. Zunächst entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber einen Szenariorahmen, der von der Bundesnetzagentur zu genehmigen ist. Auf dieser Grundlage erstellen alle Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland einen

gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan, der von der Bundesnetzagentur zu bestätigen ist. Schließlich übermittelt die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan mindestens alle drei Jahre an die Bundesregierung als Vorlage für einen Bundesbedarfsplan. Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass der Bundesgesetzgeber mindestens alle drei Jahre, bei wesentlichen Änderungen des Netzentwicklungsplans ggf. auch früher, ein Bundesbedarfsplangesetz erlässt.

Dieses Verfahren gewährleistet eine fachbehördliche Kontrolle der Ermittlung des Netzausbaubedarfs, die weiterhin im Ausgangspunkt durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt. Die Bundesnetzagentur hat entscheidenden Einfluss sowohl auf die Erstellung des Szenariorahmens als auch auf die Erstellung des nationalen NEP. Die Bundesnetzagentur kann zudem gemäß § 12e Abs. 6 EnWG durch Festlegung nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans treffen.

Insbesondere sind die Übertragungsnetzbetreiber auf Verlangen der Bundesnetzagentur verpflichtet, Änderungen am Entwurf des nationalen NEP vorzunehmen und den geänderten NEP unverzüglich wieder vorzulegen, § 12c Abs. 1 S. 2, Abs. 5 EnWG. Diese Verpflichtung trifft nicht nur, wie unionsrechtlich ausdrücklich vorgeschrieben, Übertragungsnetzbetreiber in der Form des Independent Transmission Operator (ITO, vgl. Art. 22 StromRL), sondern alle, also auch eigentumsrechtlich entflochtene Übertragungsnetzbetreiber. Dies entspricht der generellen Verpflichtung nach §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 3 EnWG, das Übertragungsnetz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Hierin kommt die staatliche Infrastrukturgewährleistungsverantwortung zum Ausdruck, die die Entscheidungsbefugnisse der Netzbetreiber überlagert. Darüber hinaus wird in einem Auslegungsvermerk der Kommissionsdienststellen die Auffassung vertreten, dass die Befugnis der Regulierungsbehörden nach Art. 37 Abs. 4 b) StromRL, notwendige und verhältnismäßige Maßnahmen zur Förderung eines wirksamen Wettbewerbs und zur Gewährleistung des ordnungsgemäßen Funktionierens des Marktes zu verhängen, auch die Verpflichtung von Übertragungsnetzbetreibern zur Durchführung von Investitionsvorhaben einschließt (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010b), Ziff. 4.2, S. 18).

Das Ergebnis der Bedarfsermittlung bildet der vom Bundesgesetzgeber erlassene Bundesbedarfsplan nach § 12e EnWG. Mit dem Bundesbedarfsplangesetz wird für die in ihm enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Diese Feststellungen sind gemäß § 12e Abs. 4 EnWG für die Übertragungsnetzbetreiber sowie für die Planfeststellung und die Plangenehmigung verbindlich. Einen Überblick darüber, wie die Bedarfsermittlung und -planung bis hin zum Bundesbedarfsplan abläuft, bietet Anhang 1 (vgl. dazu auch oben Abschn.2.2.1).

### **3.2.1.2 Öffentlichkeitsbeteiligung**

Anders als zuvor bei der Erstellung des EnLAG-Bedarfsplans ist bei der Erstellung des Bundesbedarfsplans eine umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung vorgeschrieben. Diese betrifft einerseits die Erstellung des Szenariorahmens und des nationalen Netzentwicklungsplans, andererseits die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung.

#### **3.2.1.2.1 Öffentlichkeitsbeteiligung bei Erstellung des NEP**

Eine Öffentlichkeitsbeteiligung ist zunächst für die Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans vorgesehen. Sie gilt sowohl für den Entwurf des Szenariorahmens (§ 12a Abs. 2 EnWG) als auch für den Entwurf des nationalen NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 12b Abs. 3 EnWG) und die Bundesnetzagentur (§ 12c Abs. 3 EnWG). Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nähere Vorgaben zur Ausgestaltung des Verfahrens machen, § 12c Abs. 6 EnWG. Die Öffentlichkeitsbeteiligung durch die Bundesnetzagentur bei Erstellung des NEP erfolgt grundsätzlich nach den Bestimmungen über die Strategische Umweltprüfung, vgl. § 12c Abs. 3 EnWG

#### **3.2.1.2.2 Öffentlichkeitsbeteiligung in der Strategischen Umweltprüfung**

Darüber hinaus findet eine Beteiligung der Öffentlichkeit auch im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung (SUP) statt, soweit eine solche durchzuführen ist. Die Verpflichtung zur Durchführung einer SUP ergibt sich ausdrücklich aus § 14b Abs. 1 Nr. 1 UVPG i.V.m. Anlage 3 zum UVPG Ziffer 1.10 für die Erstellung des Bundesbedarfsplans. Diese Verpflichtung folgt bereits aus der SUP-Richtlinie, wenngleich dies in der Stromrichtlinie nicht erwähnt wird (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 69). Damit unterscheidet sich die Regelung deutlich von der Einführung des EnLAG-Bedarfsplans. Durchgeführt wird eine SUP allerdings nur zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans, der gemäß § 12e Abs. 1 EnWG grundsätzlich nur alle drei Jahre – sonst bei wesentlichen Änderungen des NEP – erlassen wird. Gegenstand der Öffentlichkeitsbeteiligung ist in diesem Fall der Umweltbericht, vgl. § 12c Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Öffentlichkeitsbeteiligung zum Umweltbericht tritt in diesen Fällen zu der ohnehin erforderlichen Öffentlichkeitsbeteiligung zum Entwurf des NEP (oben Abschn. 3.2.1.2.1) hinzu.

Um umweltfachliche Belange bei der Durchführung des notwendigen Netzausbaus von Anfang an zu berücksichtigen, soll nach § 12c Abs. 2 EnWG bereits frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des Netzentwicklungsplans mit der Erstellung des Umweltberichts begonnen werden. Erstellt wird der Bericht durch



die Bundesnetzagentur. Als Grundlage dienen dabei Informationen, die die Übertragungsnetzbetreiber nach § 12c Abs. 2 S. 3 EnWG zur Verfügung stellen müssen.

Die SUP ist unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchzuführen und umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf die folgenden Schutzgüter einschließlich der Wechselwirkungen zwischen diesen:

- Menschen (einschließlich der menschlichen Gesundheit), Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt,
- Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- Kulturgüter und sonstige Sachgüter.

Damit stellt die SUP sicher, dass alle relevanten Auswirkungen des Netzausbaus Berücksichtigung finden und die Öffentlichkeit Stellung nehmen kann. Insbesondere kann insoweit auf der Gesamtplanebene beantwortet werden, welche Umweltauswirkungen aus einer Realisierung aller geplanten Vorhaben resultiert. Die Öffentlichkeit ist gemäß § 12c Abs. 3 EnWG, § 14i UVPG möglichst frühzeitig an der Planung zu beteiligen. Die Unterlagen für die Strategische Umweltprüfung sind gemeinsam mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans für eine Frist von sechs Wochen am Sitz der Bundesnetzagentur auszulegen und darüber hinaus auf der Internetseite öffentlich bekannt zu machen. Die betroffene Öffentlichkeit kann sich zu den Unterlagen bis zwei Wochen nach Ende der Auslegungsfrist äußern, § 12c Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG. Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 12c Abs. 6 EnWG zudem durch Festlegung nähere Bestimmungen zur Ausgestaltung der Öffentlichkeitsbeteiligung hinsichtlich des Umweltberichts treffen.

### **3.2.2 Verhältnis zwischen Bundesbedarfsplan und EnLAG-Bedarfsplan**

Die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans sind von der Bedarfsplanung der §§ 12a ff. EnWG nicht ausgenommen. In § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG heißt es, der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan müsse alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Dazu zählen auch die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans. Im Ergebnis bestehen beide gesetzlichen Bedarfspläne – EnLAG-Bedarfsplan und Bundesbedarfsplan – nebeneinander. Die fortbestehende Gültigkeit des EnLAG-Bedarfsplans setzt im Übrigen auch § 2 Abs. 4 NABEG voraus, demzufolge Vorhaben, die im EnLAG aufgeführt sind, vom Anwendungsbereich des NABEG ausgenommen sind.



Der Fortbestand des EnLAG hat insbesondere den Zweck, die dort aufgeführten Vorhaben nicht (schon wieder) neuen Planungs- und Genehmigungsvorschriften zu unterwerfen, soweit es sich um länderübergreifende oder grenzüberschreitende Vorhaben i.S.v. § 2 Abs. 1 NABEG handelt. Die überwiegend bereits laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für diese Leitungen sollen nach dem Willen des Gesetzgebers ohne Verzögerungen durch die neuen Regelungen des NABEG durch die Landesbehörden zügig zu Ende geführt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23). Dies entspricht der Erfahrung bei Einführung des EnLAG, dass der Wechsel des Rechtsrahmens insbesondere für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG teilweise zu erheblichen Verzögerungen geführt hat. Vor diesem Hintergrund könnte der EnLAG-Bedarfsplan auslaufen, wenn alle derzeit aufgeführten 24 EnLAG-Vorhaben verwirklicht sind. In diesem Falle wäre § 3 EnLAG aufzuheben, der derzeit noch die Überprüfung des EnLAG-Bedarfsplans im dreijährigen Turnus vorschreibt.

Für die Aufnahme neuer Vorhaben in den EnLAG-Bedarfsplan ist auch kein sonstiger Grund ersichtlich. Beide Bedarfspläne dienen demselben Zweck, den vorrangigen Bedarf und die energiewirtschaftliche Notwendigkeit für die in ihn enthaltenen Vorhaben festzustellen und für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung verbindlich zu erklären. Die als Beschleunigungsinstrument gedachte erst- und letztinstanzliche Rechtswegzuweisung an das Bundesverwaltungsgericht, wie sie in § 1 Abs. 3 EnLAG für die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans normiert ist, ist bereits entsprechend für die Vorhaben des Bundesbedarfsplanes angedacht (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Die Voraussetzungen für den Einsatz von Erdkabeln, wie sie in § 2 EnLAG normiert sind, können erforderlichenfalls gleichfalls in das EnWG oder ggf. in das NABEG übernommen werden. Wünschenswert ist daher eine Klarstellung des EnLAG, dass die gesetzliche Bedarfsfeststellung nunmehr über den Bundesbedarfsplan erfolgt.

### **3.2.3 Zwischenergebnis**

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist durch das Energiepaket 2011 deutlich stärker gesetzlich ausgestaltet worden. Insbesondere findet eine fachbehördliche Prüfung des Netzausbaubedarfs unter Beteiligung der Öffentlichkeit statt. Für den mindestens alle drei Jahre zu erlassenden Bundesbedarfsplan ist zudem eine SUP vorgeschrieben, die gleichfalls eine Beteiligung der Öffentlichkeit einschließt. Dies bietet die Grundlage für eine deutlich verbesserte Akzeptanz des Bundesbedarfsplans in der Öffentlichkeit.

Der derzeit noch fortbestehende EnLAG-Bedarfsplan hat neben dem Bundesbedarfsplan keine eigenständige Bedeutung für die Festlegung des Netzausbaubedarfs mehr. Vielmehr dient er nur noch als Anknüpfungspunkt für die Sonderrege-

lungen des EnLAG zu den 24 dort aufgelisteten Vorhaben. Neue Vorhaben sollten daher nicht mehr in den EnLAG-Bedarfsplan aufgenommen werden. Die Sonderregelungen des EnLAG zur gerichtlichen Kontrolle und zur Erdverkabelung sollten, soweit ihr Fortbestand gewünscht ist, außerhalb des EnLAG verankert werden.

**Empfehlungen:**

1. In den EnLAG-Bedarfsplan sollten keine neuen Vorhaben mehr aufgenommen werden, eine gesonderte Bedarfsprüfung nach § 3 EnLAG sollte entfallen.
2. Die Sonderregelungen des EnLAG zur gerichtlichen Kontrolle und zur Erdverkabelung können, soweit erforderlich, im EnWG oder ggf. im NABEG verankert werden.

### **3.3 Detaillierungsgrad**

Bislang beschränken sich die Vorgaben in den TEN-E-Leitlinien, im EnLAG-Bedarfsplan und im gemeinschaftsweiten NEP im Wesentlichen auf die Angabe von Anfangs- und Endpunkten der Trassenverläufe. Im Einzelfall werden auch Zwischenpunkte angegeben. Die angegebenen Punkte werden teilweise nur durch Angabe von Regionen oder gar Staaten beschrieben, ansonsten durch Angabe von Städten bzw. Ortschaften. Entsprechendes ist auch für den nationalen NEP und in der Folge den Bundesbedarfsplan zu erwarten.

Der Netzausbaubedarf auf der Höchstspannungsebene ist aber nicht alleine durch großräumige Transportaufgaben gekennzeichnet, um Erzeugungs- und Lastschwerpunkte in Deutschland (oder im angrenzenden Ausland) zu verbinden, insbesondere den windenergiereichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland. Vielmehr sind auch konkrete Netzanschlüsse für Großkraftwerke und Windparks, für Speicher sowie für Großabnehmer zu gewährleisten. Außerdem stellen sich Fragen nach der Vermaschung des Netzes zur Gewährleistung der Netzsicherheit. Diese Frage gewinnt zusätzliche Bedeutung, wenn ein Gleichstrom-Overlaynetz aufgebaut und dessen Verknüpfung mit dem Drehstrom-Verbundnetz geregelt werden sollte.

Diese energiewirtschaftlichen Aspekte sind bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen. Ein entwickeltes System der Bedarfsermittlung sollte daher einen deutlich größeren Detaillierungsgrad aufweisen als die derzeitige Handhabung. Damit würde offen gelegt, inwieweit energiewirtschaftliche Gründe bestimmte Netzausbauvorhaben in einem bestimmten räumlichen Bereich erforderlich machen. Dies wäre die Grundlage für eine Abwägung der Nutzungsansprüche an den Raum bei

der Bestimmung der Trassenkorridore. Andernfalls müssten derartige energiewirtschaftliche Anforderungen an den räumlichen Verlauf der Trassenkorridore erst im Rahmen der Raumordnung bzw. Bundesfachplanung ermittelt werden. Dies würde eine Abgrenzung gegenüber der Abwägung mit anderen Raumnutzungen erschweren und könnte die Überzeugungskraft der raumordnerischen bzw. bundesfachplanerischen Entscheidung für einen bestimmten Trassenkorridor einschränken.

Für ein solches Verständnis spricht auch die Ausgestaltung der Anreizregulierung. Gemäß § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur Investitionsbudgets der Übertragungsnetzbetreiber zu genehmigen für Kapital- und Betriebskosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Das Vorliegen dieser Voraussetzungen und damit die Genehmigungsfähigkeit eines beantragten Investitionsbudgets sind von der Bundesnetzagentur zu prüfen. Hierzu sollen gemäß § 23 Abs. 4 ARegV Referenznetzanalysen auf der Grundlage der bestehenden Netze angewendet werden. Als Referenznetzanalyse wird ein Optimierungsverfahren zur Ermittlung von modellhaften Netzstrukturen und Anlagenmengengerüsten bezeichnet, die unter den bestehenden Randbedingungen, insbesondere der Notwendigkeit des Betriebs eines technisch sicheren Netzes, ein optimales Verhältnis von Kosten und netzwirtschaftlichen Leistungen aufweisen (§ 22 Abs. 2 S. 3 ARegV). Die Durchführung einer derartigen Analyse führt zu einer wesentlich schärferen Abbildung der erforderlichen Netzstrukturen als eine bloße Ermittlung des Übertragungsbedarfs zwischen bestimmten Regionen.

**Empfehlung:**

Der Bundesbedarfsplan sollte möglichst detailliert ausgestaltet werden und die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Durchführung von Netzausbauvorhaben in einem bestimmten räumlichen Bereich erfassen. Damit würde eine klarere Abgrenzung zu der anschließend erforderlichen Abwägung mit anderen Nutzungsansprüchen an den Raum ermöglicht.

### **3.4 Vorgaben zur technologischen Ausführung**

#### **3.4.1 Rechtslage vor dem Energiepaket 2011**

##### **3.4.1.1 Erdleitungen**

Der deutsche Gesetzgeber hat im EnLAG und somit im Zusammenhang mit der Feststellung des Netzausbaubedarfs auch die Frage der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene behandelt. § 2 EnLAG benennt vier Vorhaben bzw. Teilabschnitte von Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans als Pilotvorhaben, auf denen der Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene getestet werden soll. Ebenso sind in dem Bericht nach § 3 EnLAG die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln darzustellen.

Die Ausführung als Frei- oder Erdleitung steht nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Dennoch erscheint die Regelung im Zusammenhang mit der Bedarfsermittlung gerechtfertigt. Zum einen kann die Wahl der technologischen Ausführung die Durchführbarkeit des Vorhabens maßgeblich beeinflussen. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Zuverlässigkeit der Erdleitungstechnik auf Höchstspannungsebene als auch hinsichtlich der Akzeptanz, da Erdleitungen in der Bevölkerung vielfach als vorzugswürdig angesehen werden.

Zum anderen hat die Wahl zwischen Frei- oder Erdleitung erhebliche Kostenwirkungen. Diese rechtfertigen eine bundesrechtliche Regelung im Zusammenhang mit der Bedarfsfestlegung jedenfalls insoweit, als zu Testzwecken eine Auswahl von Leitungen getroffen wird, für die eine Erdverkabelung in Betracht kommt, und weitere Vorgaben zu Lage und Ausmaß der Erdverkabelungsabschnitte getroffen werden. Dabei reichen die Übertragungsnetze, in denen die Netzausbaukosten auf die Netzentgelte umgelegt werden, über ein Bundesland hinaus, so dass die Vorgaben zur Erdverkabelung auch Auswirkungen auf Netznutzer in anderen Bundesländern haben. So liegt das Übertragungsnetz von TenneT nicht nur in Niedersachsen, sondern etwa auch in Hessen und Bayern. Erst recht treten Auswirkungen auf Netznutzer in anderen Bundesländern insoweit ein, als eine bundesweite Ausgleichsregelung hinsichtlich der Mehrkosten der Erdverkabelung eingeführt wurde, vgl. § 2 Abs. 4 EnLAG und § 17 Abs. 2a S. 7 EnWG.

Die Beurteilung weist gewisse Unterschiede zur Ermittlung des generellen Netzausbaubedarfs auf. Insbesondere gewinnen die kostenmäßigen Auswirkungen, die technische Zuverlässigkeit sowie Fragen der Akzeptanz des Netzausbaus stärkere Bedeutung. Insoweit ist eine Balance zwischen den unterschiedlichen Aspekten zu finden und nach weiterer Erprobung der Erdleitungstechnik ggf. anzupassen. Dem trägt die derzeitige Regelung Rechnung. Insbesondere beschränkt sie sich auf Rahmenvorgaben, die den zur Verfügung stehenden finanziellen Spielraum ein-

grenzen und die Entscheidungsbefugnisse über die Auswahl der Erdverkabelungsstrecken näher regeln.

### **3.4.1.2 HGÜ**

Bislang hat der deutsche Gesetzgeber keine Regelungen zur Auswahl bestimmter Netzausbauvorhaben als HGÜ-Leitungen (sei es als Freileitung oder als Erdleitung) getroffen. Allerdings hat der Deutsche Bundestag die Bundesregierung in einer EntschlieÙung bei Verabschiedung des EnLAG aufgefordert, die HGÜ-Technik bei der nächsten Anpassung des EnLAG-Bedarfsplans zu berücksichtigen, wenn entsprechende effiziente Leitungsbauprojekte identifiziert wurden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 9). Zudem sieht § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV bereits die Möglichkeit zur Genehmigung von Investitionsbudgets insbesondere vor für HGÜ-Systeme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind.

Für eine Regelung zur HGÜ-Technik gelten ähnliche Überlegungen wie vorstehend zur Frage der Erdverkabelung ausgeführt. Im Ergebnis erscheint auch hier eine bundesrechtliche Regelung im Zusammenhang mit der Bedarfsermittlung gerechtfertigt.

### **3.4.2 Energiepaket 2011**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans insbesondere Angaben zu Pilotprojekten innovativer Technologien (HGÜ, Hochtemperaturleiterseile) und zur zu verwendenden Übertragungstechnologie zu machen, § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 und Nr. 5 EnWG. Diese Angaben sind damit auch Gegenstand der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur und Bestandteil des von ihr als Entwurf für den Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung übermittelten Netzentwicklungsplans. Unter dem Begriff der "Übertragungstechnologie" wird dabei ersichtlich neben HGÜ und Hochtemperaturleiterseilen auch die Ausführung als Frei- oder Erdleitung verstanden (vgl. EnWG-NovelleGEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22 zu Buchst. d unter a)). Ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates, die Begrenzung des § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 EnWG auf "Pilotprojekte" zu streichen, da die Hochtemperatur- und HGÜ-Techniken in absehbarer Zeit ihre Pilotprojekteigenschaft ablegen würden (EnWG-NovelleSTELLUNGNAHME BR, S. 13), wurde von der Bundesregierung abgelehnt. Hierin liege eine faktische Vorfestlegung auf bestimmte Übertragungstechnologien, obwohl weder deren technische Durchführbarkeit noch deren Wirtschaftlichkeit

bislang hinreichend untersucht seien (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

Nach der Formulierung der §§ 12b, 12e EnWG ist davon auszugehen, dass die angesprochenen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber nicht durch den Bundesbedarfsplan mit Gesetzeskraft versehen werden. Vielmehr ist eine gesetzliche Festbeschreibung der technologischen Ausführung im Bundesbedarfsplan nur durch § 12e Abs. 3 EnWG betreffend die Erdverkabelung ausdrücklich geregelt. Danach kann im Bundesbedarfsplan vorgesehen werden, dass "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG erfüllt sind. Das Pilotprojekt kann insbesondere als HGÜ-Teilverkabelung verwirklicht werden (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70).

Nicht übernommen wurde ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates zu § 12e Abs. 3 EnWG. Dieser wollte die Beschränkung auf ein Pilotprojekt und das gesetzgeberische Ermessen hinsichtlich der Ausweisung eines solchen Projektes streichen. Statt dessen sollte bei Vorliegen der Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt zwingend entweder eine Erdleitung oder eine Hochtemperaturleitung errichtet und betrieben werden und dies in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13, 14). Der Vorschlag wurde abgelehnt, da er nicht dem Gedanken der Technologieoffenheit und einer effizienten und wirtschaftlichen Netzplanung entspreche (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

Im Ergebnis führt das Energiepaket 2011 den Weg fort, Angaben zur technologischen Ausführung teilweise bereits im Zusammenhang mit der Bedarfsplanung vorzunehmen. Dieser Weg ist, wie ausgeführt, grundsätzlich begrüßenswert. Die vorsichtige Ausgestaltung trägt dem Umstand Rechnung, dass zunächst weitere Erfahrungen zur Zuverlässigkeit und zu den Kosten gesammelt werden sollen. Die Regelungen legen ein Verständnis nahe, dass die technische Ausführung als Erdleitung oder HGÜ-Leitung in anderen als den ausdrücklich benannten Fällen (§ 2 EnLAG, § 12e Abs. 3 EnWG) nicht ausgeschlossen ist.

#### Empfehlung:

Im Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs sollte auf Bundesebene auch die technologische Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh-



oder Gleichstromverbindung geprüft und ggf. vorgegeben werden. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funktion des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.

## **4 Festlegung der Trassenkorridore (Raumordnung, Bundesfachplanung)**

### **4.1 Regelung im Raumordnungsrecht**

#### **4.1.1 Grundlagen**

Die Festlegung von Trassenkorridoren erfolgte bislang im Rahmen des Raumordnungsrechts. Nach Inkrafttreten des Energiepakets 2011 gilt dies nur noch für einen Teil der Höchstspannungsleitungen. Länderübergreifende oder grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan gekennzeichnet sind, unterfallen dagegen zukünftig einer Bundesfachplanung (unten Abschn. 4.2).

Aufgabe der Raumordnung ist gemäß § 1 Abs. 1 ROG die Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Gesamtraums der Bundesrepublik Deutschland und seiner Teilräume durch zusammenfassende, überörtliche und fachübergreifende Raumordnungspläne, durch raumordnerische Zusammenarbeit und durch Abstimmung raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen. Insbesondere sind unterschiedliche Anforderungen an den Raum aufeinander abzustimmen und Konflikte auszugleichen sowie Vorsorge für einzelne Nutzungen und Funktionen des Raums zu treffen. Bei der Planung der Raumstruktur sind neben der Siedlungs- und Freiraumstruktur insbesondere auch die Infrastrukturstandorte und -trassen zu sichern, vgl. § 8 Abs. 5 S. 1 ROG. Leitbild der Raumordnung ist eine nachhaltige Raumentwicklung, die die sozialen und wirtschaftlichen Ansprüche an den Raum mit seinen ökologischen Funktionen in Einklang bringt und zu einer dauerhaften, großräumig ausgewogenen Ordnung mit gleichwertigen Lebensverhältnissen in den Teilräumen führt, § 1 Abs. 2 ROG.

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen des Raumordnungsrechts der Verlauf von Infrastrukturtrassen, insbesondere auch Höchstspannungstrassen behandelt. Entscheidungen zum Trassenverlauf können insbesondere bereits in den Raumordnungsplänen oder aber in eigenen Raumordnungsverfahren erfolgen. Aufgrund des überörtlichen Charakters der Raumplanung wird regelmäßig noch nicht der konkrete Trassenverlauf, sondern lediglich ein Trassenkorridor festgelegt.

Das Raumordnungsrecht kann einerseits Ziele der Raumordnung enthalten, d. h. verbindliche Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes.

Andererseits kann es Grundsätze aufstellen, d. h. Vorgaben zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, die in nachfolgenden Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen sind. Derartige Vorgaben gelten nicht nur für raumordnungsrechtliche Entscheidungen, sondern insbesondere gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 ROG auch für nachfolgende Planfeststellungsverfahren

Grundsätzlich sind raumordnerische Planungen bereits auf Bundesebene möglich. Ein bundesweiter Raumordnungsplan nach § 17 Abs. 1 ROG wurde bislang allerdings nicht erlassen. Vorgaben zu Trassenkorridoren finden sich auf Bundesebene bislang nur für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). Hier liegt je ein Raumordnungsplan für die Nordsee und für die Ostsee als Rechtsverordnung nach § 17 Abs. 3 ROG vor.

Im Regelfall erfolgt die Raumordnung einschließlich der Festlegung der Höchstspannungstrassen bislang durch die Bundesländer. Dies gilt auch für den Bereich des Küstenmeeres in Nord- und Ostsee. Dieses ist nicht Teil der AWZ.

## **4.1.2 Regelungsinstrument Vorranggebiet**

### **4.1.2.1 Bisherige Praxis**

Gemäß § 8 Abs. 3 S. 1 Nr. 3b) ROG sollen Raumordnungspläne Festlegungen zur Raumstruktur und insbesondere zu den zu sichernden Standorten und Trassen für die Versorgungsinfrastruktur enthalten. Hierzu können gemäß § 8 Abs. 7 S. 1 ROG insbesondere Vorranggebiete (Nr. 1), Vorbehaltsgebiete (Nr. 2) oder Eignungsgebiete (Nr. 3) gehören. Dadurch werden andere mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen ausgeschlossen (Vorranggebiet), dem Leitungsbau wird bei der Abwägung mit konkurrierenden Nutzungen ein besonderes Gewicht beigemessen (Vorbehaltsgebiet) oder ihm wird ein bestimmtes Gebiet zugewiesen, in dem ihm andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, mit der Folge, dass er an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen wird (Eignungsgebiet). Möglich ist auch die Ausweisung von Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 2 ROG), wodurch für dieses Gebiet mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen ausgeschlossen und gleichzeitig der Leitungsbau seinerseits auf dieses Gebiet im Planungsraum beschränkt wird.

Verschiedentlich werden in Raumordnungsplänen Vorranggebiete für Höchstspannungstrassen festgelegt. Beispiele im Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP Niedersachsen 2008, Anlage 2, sowie Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 S. 1) bieten etwa die geplanten Höchstspannungsleitungen

- Wilhelmshaven - Conneforde und
- Ganderkesee - St. Hülfe – Wehrendorf.

Für das Vorhaben Maade – Conneforde musste aufgrund der Festlegung eines Vorranggebietes im Raumordnungsplan ein Raumordnungsverfahren nicht durchgeführt werden. Im Falle der Leitung Ganderkesee - St. Hülfe – Wehrendorf erfolgte die Festlegung des Vorranggebietes Leitungstrasse demgegenüber auf der Grundlage der landesplanerischen Feststellung.

Auch auf Ebene der Regionalpläne werden verschiedentlich bestimmte, jeweils namentlich näher benannte und in der entsprechenden Raumnutzungskarte zeichnerisch dargestellte Trassen für den Bau von 380-kV-Höchstspannungsleitungen freigehalten. Beispielhaft kann etwa auf das Regionale Raumordnungsprogramm für den Großraum Braunschweig 2008 verwiesen werden (dort Abschn. IV Ziff. 3.3). Bei einer stichprobenartigen Sichtung der Landesraumordnungspläne und Regionalpläne für die in der Anlage zum EnLAG aufgeführten Netzausbauprojekte wurden allerdings – mit Ausnahme von Niedersachsen – in den untersuchten Bundesländern kaum konkrete trassensichernde Vorgaben gefunden. Teilweise mag dies im Alter der Regionalpläne begründet liegen, die häufig noch aus den 1990er Jahren stammen.

#### **4.1.2.2 Bewertung**

Die Ausweisung von Vorranggebieten für Höchstspannungstrassen in Raumordnungsplänen wäre vor allem dann als hilfreich zu bewerten, wenn aufgrund dieser Ausweisung ein geringerer Zeitbedarf für die raumordnerische Beurteilung entstehen würde. Grundsätzlich kann die Ausweisung eines Vorranggebietes ein Raumordnungsverfahren nach § 15 Abs. 1 S. 4 ROG entbehrlich machen, weil die Raumverträglichkeit bereits anderweitig geprüft wurde. Dies war etwa im Falle der Trasse Maade – Conneforde möglich (oben Abschn. 2.1.2.3.1). Zu erwägen ist auch, ob der Festlegung des Trassenkorridors eine gesteigerte Überzeugungskraft und damit größere Akzeptanz zukommt, wenn und weil der betreffende Raumordnungsplan als förmliches Landesgesetz oder zumindest als Rechtsverordnung ergangen ist. Ein möglicher Vorzug der Ausweisung von Vorranggebieten könnte auch darin liegen, dass der Verlauf des Trassenkorridors im Gesamtzusammenhang der Landes- bzw. Regionalplanung festgelegt wird, was eine umfassende Alternativenprüfung besser absichern könnte.

Andererseits ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Aufstellung bzw. Änderung eines Raumordnungsplanes ein langwieriges Verfahren erfordert. Hierbei ist insbesondere auch eine Strategische Umweltprüfung (SUP) erforderlich, die ihrerseits Zeitaufwand verursacht. Damit geht einher, dass Raumordnungspläne nur in größeren Zeitabständen aktualisiert werden und daher einen größeren zeitlichen Vorlauf benötigen. Dies macht die Festlegung von Vorranggebieten umso schwieriger, als diese jedenfalls nach derzeitiger Praxis regelmäßig den Input und damit eine

fortgeschrittene Planung des Übertragungsnetzbetreibers hinsichtlich der Lage des Trassenkorridors voraussetzt.

Darüber hinaus könnte die Akzeptanz in der Öffentlichkeit trotz Öffentlichkeitsbeteiligung im Zuge der SUP geringer ausfallen. Der Abstand zwischen den Betroffenen und dem Träger der Landes- bzw. Regionalplanung wird im Vergleich zur Durchführung eines Raumordnungsverfahrens größer. Weil die Festlegung des Trassenkorridors bei der Aufstellung des Landesraumordnungsplans bzw. Regionalplans zudem nur eine von vielen zu treffenden Festlegungen ist, besteht die Gefahr, dass sie in der Vielzahl der Punkte, zu denen die Öffentlichkeit sich äußern kann, untergeht. Jedenfalls aber ist eine geringere Detailtiefe der Untersuchung des einzelnen Vorhabens zu erwarten. Diese Nachteile dürften auch nicht durch die grundsätzlich wünschenswerte umfassende Betrachtung im Gesamtzusammenhang der Landes- bzw. Regionalplanung aufgewogen werden. Damit ist zu befürchten, dass eine erfolgreiche Einbindung der Öffentlichkeit trotz formaler Beteiligungsmöglichkeit am Ende nicht gelingt. Insoweit erscheint auch die Verabschiedung als förmliches Landesgesetz oder Rechtsverordnung nicht geeignet, eine vertiefte Befassung mit dem Leitungsbauvorhaben im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens zu ersetzen.

Im Übrigen ist zu berücksichtigen, dass politische Verantwortungsträger von Festlegungen in der Regionalplanung auch deshalb Abstand nehmen könnten, weil der Ausbau der Höchstspannungsleitungen in der Öffentlichkeit häufig mit Ablehnung oder zumindest Skepsis betrachtet wird. Dies weckt Zweifel an der praktischen Durchführbarkeit der Festlegung von Trassenkorridoren in der Landes- bzw. Regionalplanung.

Im Ergebnis ist die Ausweisung von Vorranggebieten für Leitungstrassen in Raumordnungsplänen – insbesondere wegen der zu befürchtenden zusätzlichen Akzeptanzminderung – jedenfalls bei umstrittenen Leitungsbauprojekten nicht als Ersatz für die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens anzusehen. Hilfreich ist hingegen die Festlegung eines Vorranggebietes nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens, um den ermittelten Trassenkorridor für den Leitungsbau freizuhalten.

#### Empfehlungen:

1. Jedenfalls bei umstrittenen Leitungsbauvorhaben ist die Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen nicht geeignet, ein Raumordnungsverfahren zu ersetzen.
2. Nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens ist die Ausweisung eines Vorranggebietes für die Leitungstrasse wünschenswert, um den ermittelten Trassenkorridor freizuhalten.

### 4.1.3 Trassierungsregeln

#### 4.1.3.1 Inhalt und Rechtsgrundlagen

Ein weiteres Instrument, das die Festlegung von Trassenkorridoren erleichtern kann, sind Trassierungsregeln, wie sie im Raumordnungsrecht und im Naturschutzrecht vorzufinden sind. Von Bedeutung für die Festlegung von Trassenkorridoren sind das Bündelungsgebot und das Gebot zur Nutzung bestehender Trassen. Das Bündelungsgebot verlangt die Parallelführung mehrerer linearer Infrastrukturen. Das Gebot der Nutzung bestehender Trassen normiert, dass der Ausbau des Netzes unter Nutzung vorhandener Trassen Vorrang hat vor dem Neubau von Leitungen auf neuen Trassen.

Die Rechtsgrundlagen für diese Trassierungsregeln finden sich im Raumordnungsrecht und im Naturschutzrecht. Die Raumordnungsgesetze des Bundes und der Länder enthalten diese Grundsätze oft zwar nicht ausdrücklich. Dennoch sind sie häufig in diesem Sinne zu interpretieren. Dies gilt etwa für das Gebot der Eingriffsminimierung und die deshalb verlangte vorrangige Ausschöpfung von Potenzialen für die Nachverdichtung, vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 6 S. 3 ROG (zu Siedlungs- und Verkehrszwecken). Ähnlich verlangt etwa das niedersächsische Raumordnungsgesetz, bei der Infrastrukturentwicklung Freiräume und ihre Funktionen möglichst zu erhalten, vgl. § 2 Nr. 5 S. 2 NROG. Das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) legt in § 1 Abs. 5 S. 3 fest, dass Verkehrswege, Energieleitungen und ähnliche Vorhaben landschaftsgerecht geführt, gestaltet und so gebündelt werden sollen, dass die Zerschneidung und die Inanspruchnahme der Landschaft sowie Beeinträchtigungen des Naturhaushalts vermieden oder so gering wie möglich gehalten wird.

Daneben enthalten insbesondere die Raumordnungspläne zahlreiche ausdrückliche Normierungen der in Rede stehenden Trassierungsregeln. So heißt es im Landesentwicklungsplan Baden-Württemberg (LEP Baden-Württemberg 2002, Abschn. 4.2.4) als Grundsatz der Raumordnung, beim Netzausbau seien die Möglichkeiten der Bündelung mit anderen Leitungen und Verkehrswegen zu nutzen. In Hessen wird wiederum als Grundsatz der Raumordnung normiert, für Planung und Realisierung der zu einer bedarfsgerechten Bereitstellung von Energie erforderlichen Infrastruktur sowie der hierzu notwendigen Einrichtungen sei zu berücksichtigen, dass eine geringe Flächeninanspruchnahme und Landschaftsbildbeeinträchtigung bei Planung und Bau von Hochspannungsfreileitungen erreicht werde (LEP Hessen 2000, Abschn. 11.1). In Niedersachsen normiert das Landesraumordnungsprogramm (LROP Niedersachsen 2008, Abschn. 4.2. Ziffer 07 S. 2 u. 3) als Grundsatz der Raumordnung, dass Hoch- und Höchstspannungsleitungen auf gemeinsamer Trasse geführt werden sollen. Als Ziel der Raumordnung wird das Gebot der Nutzung vorhandener Trassen aufgestellt. In Nordrhein-Westfalen (LEP

Nordrhein-Westfalen 1995, Abschn. D.II.2.8) heißt es als Ziel der Raumordnung, die Standortplanung von Energieumwandlungsanlagen sei auf vorhandene und geplante Energieversorgungsnetze so auszurichten, dass grundsätzlich wenig Flächen für neue Leitungstrassen und bauliche Anlagen der Leitungsnetze in Anspruch genommen werden. Die Nutzung vorhandener Trassen habe, soweit versorgungstechnisch vertretbar, Vorrang vor der Planung neuer Trassen.

#### **4.1.3.2 Sachliche Rechtfertigung**

##### **4.1.3.2.1 Vorbelastungsgrundsatz**

Sowohl das Bündelungsgebot als auch das Gebot der Nutzung bestehender Trassen lassen sich auf den Vorbelastungsgrundsatz stützen. Danach hat eine zusätzliche Belastung bereits Betroffener Vorrang vor einer Neubelastung bislang nicht Betroffener, wenn die zusätzliche Belastung geringer ist als die Neubelastung. Die Vorbelastung wirkt sich im Grundsatz schutzmindernd aus (BVerwG (2010), Rn. 38 m.w.N.). Es kommt also zu einer vorbelastungsbedingten Minderung des Raumwiderstandes.

Dem Vorbelastungsgrundsatz kann im Regelfall nur entgegen gehalten werden, dass eine andere, noch besser geeignete Trasse existiert. Dies ist insbesondere in der Rechtsprechung zur Verkehrswegeplanung anerkannt (vgl. BVerwG (1995b), S. 397; OVG Münster (2004), Rn. 43 ff.; zu der oben genannten Entscheidung des BVerwG siehe auch: VHG Mannheim (2009), S. 4408 zum Ausbau der Trassierung der Stadtbahn Karlsruhe; siehe auch BVerwG (2008), Rn. 135 zu Autobahntrassierung; BVerwG (2004), S. 100 zu Autobahntrassierung). Es gilt aber auch für den Ausbau des Elektrizitätsnetzes und wurde etwa für den Umbau einer 110 kV-Leitung zu einer für 380 kV-Leitung bestätigt (vgl. VGH Mannheim (1996), S. 92 f.).

Eine andere, besser geeignete Trasse könnte insbesondere bei umfangreichen Veränderungen im Umfeld der bestehenden Trasse in Betracht kommen, etwa hinsichtlich der Wohnbebauung oder hinsichtlich naturschutzrechtlicher Aspekte. Zu erwägen ist eine Einschränkung des Bündelungsgebotes auch, wenn die Bündelung der Leitung mit anderen linearen Infrastrukturen zu Berührungen zwischen Leitungstrasse und Wohnbebauung führen würde. In diesem Fall ist nicht fernliegend, dass eine Abweichung des Trassenverlaufs unter Umgehung der Wohnbebauung zu einer Minderung des Konfliktpotenzials führen würde. Das Bündelungsgebot sollte deshalb dahingehend geöffnet werden, dass in diesem Fall Abweichungen möglich sind.

Unter naturschutzrechtlichen Aspekten ist gleichfalls anerkannt, dass eine Parallelführung von Trassen Natur und Landschaft grundsätzlich am wenigsten belas-



tet (BVerwG (1995b), S. 396). Allerdings wird durch die Vorhabenbündelung gleichzeitig oft die Barrierewirkung verstärkt, weil Tiere den gesamten Bereich ohne Unterbrechung überwinden müssen, um auf neue Lebensräume zu stoßen. Im Einzelfall muss daher geprüft werden, ob die Parallelführung von Trassen oder eine getrennte Linienführung Natur und Landschaft weniger beeinträchtigen (SCHUMACHER / SCHUMACHER (2011), § 1 Rn. 163; MENGEL (2011), § 1 Rn. 95).

Eine Grenze des Vorbelastungsgrundsatzes bildet die Zumutbarkeit. Daher ist stets zu prüfen, ob die Bündelung einer Höchstspannungstrasse mit anderen Stromleitungen oder sonstigen linienförmigen Infrastrukturen zu einer unzumutbaren Beeinträchtigung insbesondere der betroffenen Bevölkerung führt. Dies ist allerdings nur in besonderen Ausnahmefällen denkbar und setzt voraus, dass bereits eine tiefgreifende Beeinträchtigung durch die bestehenden Infrastruktureinrichtungen vorliegt.

In den Verfahrensunterlagen zum Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle – Mecklar nimmt der Vorhabenträger die Einstufung vor, dass die Belastungswirkung einer neuen Leitung, die parallel zu einer oder zwei bestehenden Freileitungen errichtet wird, durch die Vorbelastung gemindert wird (Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Wahle – Mecklar, Niedersachsen, Band C, S. C 2-9). Hingegen führe eine Bündelung mit mehr als zwei Leitungen nicht zu einer Verringerung der Beeinträchtigungsintensität, sondern sei ähnlich wie eine Neubelastung der Raumstrukturen zu werten (Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Wahle – Mecklar, Niedersachsen, Band C, S. C 2-9). Bei der Beurteilung des Potentials für raumbedeutsame Konflikte wird entsprechend davon ausgegangen, dass bei einer Bündelung mit drei oder mehr bestehenden Freileitungen aufgrund der resultierenden künftigen Gesamtbelastung sowohl das Konfliktpotential als auch das Konfliktrisiko als sehr hoch einzustufen ist (Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Wahle – Mecklar, Niedersachsen, Band C, S. C 4.1-13 f.).

#### **4.1.3.2.2 Gebot der Nutzung bestehender Trassen**

Das Gebot der Nutzung bestehender Trassen kann sowohl bei Fortbestand der vorhandenen Leitung als auch bei deren Ersetzung Bedeutung gewinnen. Im Wesentlichen unproblematisch erscheint die Verstärkung bestehender Trassen durch Zubeseilung. Wichtig ist das Gebot der Nutzung bestehender Trassen daher vor allem für die Ersetzung älterer bzw. weniger leistungsfähiger oder sonst weniger geeigneter Stromleitungen durch neue Leitungen. Dies kann etwa die Verwendung von Hochtemperatur-Leiterseilen oder den Wechsel auf eine höhere Spannungsebene betreffen. Relevant wird das Gebot der Nutzung bestehender Trassen insbesondere für den Austausch von Freileitungen.

Grundsätzlich spricht der Vorbelastungsgrundsatz für die Nutzung der vorhandenen Trasse. Aufgrund veränderter technischer Auslegung wird der Leitungsneubau in der Regel allerdings mit Veränderungen einhergehen wie veränderten Maststandorten und veränderten Masthöhen. Insoweit können sich auch hier neue bzw. veränderte Belastungen ergeben. Diese zusätzlichen Belastungen werden aber regelmäßig geringer wiegen als die Belastungen bei Wahl einer neuen Trasse.

In technischer Hinsicht ist weiterhin zu bedenken, dass der Rückbau der vorhandenen Leitung je nach Netzauslastung häufig nicht vor Inbetriebnahme der neuen Leitung wird erfolgen können. Die Verwendung eines Provisoriums wird jedenfalls auf längeren Strecken regelmäßig ausscheiden. Insoweit sollte das Gebot zur Nutzung bestehender Trassen einen Spielraum lassen für die Errichtung einer parallelen Leitung im vorhandenen Trassenraum, ohne eine identische Trassenführung zu verlangen. In diesem Sinne sehen die Erläuterungen zum niedersächsischen Landesraumordnungsprogramm parallel verlaufende Leitungen als gemeinsame Trasse an, wenn die technisch bedingten Mindestabstände und Vorbelastungen nicht wesentlich überschritten werden (LROP Niedersachsen 2008, Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 2 und 3).

#### **4.1.3.2.3 Bündelungsgebot**

Zur Bündelung mit Höchstspannungsleitungen eignen sich insbesondere andere Stromleitungen. Wie vorstehend dargestellt, ordnen die Raumordnungspläne auf Landesebene daher vielfach explizit die Parallelführung von Stromleitungen an. Dabei kann letztlich offen bleiben, ob in diesem Fall nicht nur von einer Bündelung, sondern sogar von der Nutzung bestehender Trassen gesprochen werden kann. Wie ausgeführt, sehen die Erläuterungen zum niedersächsischen Landesraumordnungsprogramm parallel verlaufende Leitungen als gemeinsame Trasse an, wenn die technisch bedingten Mindestabstände und Vorbelastungen nicht wesentlich überschritten werden (LROP Niedersachsen 2008, Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 2 und 3).

Auch die Bündelung mit Verkehrswegen wird ausdrücklich in den Rechtsgrundlagen zum Bündelungsgebot genannt. Für die Bündelung speziell mit Fernstraßen spricht dabei, dass weniger Ortschaften als bei Bündelung mit anderen Straßen direkt betroffen sind, was in der Regel zu einem geringeren Konfliktpotential führt. Einschränkend ist für Freileitungen zu beachten, dass die Landemöglichkeiten für Rettungshubschrauber gewährleistet bleiben müssen (vgl. auch § 17f FStrG zur Planfeststellung für Einrichtungen der Unfallhilfe). Zudem dürfen gemäß § 9 Abs. 1 FStrG in einer Entfernung bis zu 40 m von Autobahnen bzw. 20 m von Bundesstraßen grundsätzlich keine Hochbauten errichtet werden, zu denen auch Freileitungen gehören. Ausnahmen von diesem Grundsatz sind allerdings mög-

lich, § 9 Abs. 8 FStrG. So kann die oberste Straßenbaubehörde im Einzelfall eine Ausnahme zulassen, wenn Gründe des Allgemeinwohls die Abweichungen erfordern. Dies kann der Fall sein bei Bauvorhaben, die im öffentlichen Interesse ausgeführt werden sollen, weil sie etwa der öffentlichen Versorgung dienen, und es vernünftigerweise geboten ist, das Vorhaben an der vorgesehen Stelle zu verwirklichen (MARSCHALL / KASTNER (1998), § 9 FStrG Rn. 17; KODAL / KRÄMER (1999), Kapitel 28 Rn. 45.4). Bei der Abwägung mit dem Schutzgut von § 9 FStrG - der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs - muss die Errichtung der betreffenden Hochbauten im Ergebnis als deutlich vorzugswürdiger erscheinen (MARSCHALL / KASTNER (1998), § 9 FStrG Rn. 17). So kann, wenn es um den Bau einer den Belangen einer sicheren und preiswerten Energieversorgung dienenden Freileitung geht, die Abwägung ergeben, dass die Belange des Verkehrs zurückzutreten haben (vgl. HORSTMANN (2000), S. 160). Einschränkungen ergeben sich ggf. auch bei Tunnelanlagen und Unterführungen, durch die eine Freileitung nicht betriebssicher geführt werden kann.

Ähnlich den Fernstraßen zu beurteilen ist die Parallelführung mit Schienenwegen. Für die Errichtung von Hochbauten entlang von Bundesschienenwegen gilt gemäß § 9 Abs. 3 Eisenbahn-Bau- und Betriebsordnung (EBO), dass in bestimmten Bereichen des Regellichtraums eines Gleises (§ 9 Abs. 1 EBO) nur unter bestimmten Bedingungen feste Gegenstände hineinragen dürfen (etwa Rangiereinrichtungen oder Signalanlagen, wenn der Bahnbetrieb dies erfordert, sowie Einragungen bei Bauarbeiten, wenn die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen getroffen sind). Wie hoch und breit diese gedachte Umgrenzungslinie ist, errechnet sich unter Berücksichtigung der horizontalen und vertikalen Bewegungen des Fahrzeugs im Gleis, Gleislagetoleranzen und den Mindestabständen von der Oberleitung, § 9 Abs. 2 EBO. Die genauen Maße sind nach den Anlagen 2 und 3 EBO zu berechnen. Außer dieser Bestimmung und der Festlegung des Abstandes von Gleisen zueinander (§ 10 EBO) trifft die EBO selbst darüber hinaus keine Bestimmungen zu Abständen von baulichen Anlagen in der Nähe von Bahnanlagen (so auch KRAMER (2002), S. 201 Fn. 769). In den teilweise existierenden Landeseisenbahngesetzen, die Regelungen treffen für die Eisenbahninfrastruktur von Privatbahnen in den jeweiligen Bundesländern, werden hingegen zum Teil Vorgaben für Bauten in der Nähe von Bahnanlagen normiert, wie in § 5 HEisenbG und § 4 BWEisenbG. In vergleichbarer Weise wie für Hochbauten an Straßen werden hier Abstände bei gerader Streckenführung für bauliche Anlagen in einer Entfernung bis zu 50 m und bei gekrümmter Streckenführung für bauliche Anlagen in einer Entfernung bis zu 500 m zu den Schienenwegen festgelegt, die aus Gründen der Betriebssicherheit nicht unterschritten werden dürfen (§ 4 Abs. 1 BWEisenbG). Oder es wird ein Genehmigungsvorhalt vorgesehen für Bauten, die in einem Abstand von weniger als 60 m von der Mitte des nächsten Gleises geplant sind oder liegen bzw. bei

größerem Abstand an gekrümmten Strecken eine 400 m lange Sicht auf Signale oder Schranken beeinträchtigen (§ 5 Abs. 1 HEisenbG).

Bei der Errichtung von Freileitungen parallel zu Wasserstraßen sind nicht grundsätzlich bestimmte Abstände einzuhalten. Unter Umständen bedarf es aber einer strom- und schifffahrtspolizeilichen Genehmigung gemäß § 31 Abs. 1 Nr. 2 WaStrG. Dies ist dann der Fall, wenn durch die Errichtung der Freileitung eine Beeinträchtigung des für die Schifffahrt erforderlichen Zustandes der Bundeswasserstraße oder der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu erwarten ist. Die Norm dient dazu, sicherzustellen, dass die Wasserstraße ihren aus § 5 WaStrG folgenden Widmungszweck ständig erfüllen kann (vgl. FRIESECKE (1999), § 31 Rn. 1). Bei der Parallelführung einer Freileitung am Ufer einer Wasserstraße dürften in der Regel keine Beeinträchtigungen des Schiffsverkehrs zu erwarten sein. Anders stellt es sich dar, wenn eine Freileitung die Wasserstraße kreuzt, die Leiterseile sie mithin teilweise überspannen. Hierbei muss sichergestellt werden, dass die Schifffahrt auf der Wasserstraße nicht durch zu tief hängende Leiterseile beeinträchtigt wird. Das kann geschehen, indem die strom- und schifffahrtspolizeiliche Genehmigung mit der Auflage (vgl. § 31 Abs. 4 WaStrG) erteilt wird, die Leiterseile in diesem Bereich auf besonders hohen Masten zu führen. (Ein Beispiel dafür findet sich im Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.4 und Abb. 1.13.) Können auch Bedingungen und Auflagen die Beeinträchtigungen nicht verhüten oder ausgleichen, darf die Genehmigung gleichwohl aus Gründen des Wohls der Allgemeinheit erteilt werden (§ 31 Abs. 5 S. 2 WaStrG).

Als lineare Infrastrukturelemente sind weiterhin Gas- und Fernwärmeleitungen, Wasserfernleitungen sowie Fernmeldeleitungen grundsätzlich zur Bündelung mit Stromleitungen geeignet.

Einschränkend gegenüber dem Bündelungsgebot wirkt der in § 2 Abs. 2 Nr. 3 S. 4 ROG normierte Schutz kritischer Infrastrukturen. Unter kritischen Infrastrukturen sind Infrastrukturen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen zu verstehen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden. Der Schutz kritischer Infrastrukturen umfasst Gefährdungen durch vorsätzliches Handeln wie Terroranschläge oder Krieg, menschliches und technisches Versagen sowie Naturereignisse wie Erdbeben und Hochwasser (Definition nach BT-Drs. 16/10292, S. 21). Um diese Gefährdungen nicht zu potenzieren, ist eine parallele Trassenführung verschiedener Infrastrukturen unter diesem Aspekt sorgfältig zu prüfen. Sie ist jedoch nicht grundsätzlich ausgeschlossen (BT-Drs. 16/10292, S. 21).

#### 4.1.3.3 Rechtswirkungen

Die Rechtswirkungen des Gebotes der Nutzung bestehender Trassen bzw. des Bündelungsgebotes richtet sich im Ausgangspunkt nach der Ausgestaltung als Ziel oder als Grundsatz der Raumordnung. Während Ziele der Raumordnung im Planfeststellungsverfahren verbindlich („zu beachten“) sind, müssen Grundsätze in Abwägungs- und Ermessensentscheidungen „berücksichtigt“ werden, vgl. § 4 Abs. 1 ROG. Die vorstehend untersuchten Festlegungen in den Landesraumordnungsplänen sind teilweise als Grundsätze, teilweise aber auch als Ziele der Raumordnung gefasst. Jedenfalls bei der Einordnung als Grundsätze der Raumordnung bleiben daher Abweichungen von den Trassierungsregeln möglich.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass auch Ziele der Raumordnung sich überwiegend durch einen nur grobmaschigen Rahmen für die Fachplanung auszeichnen und der Fachplanungsbehörde einen Spielraum zur näheren Ausgestaltung belassen. Daher ist stets zu fragen, wie genau das Ziel der Raumordnung inhaltlich zu verstehen ist (vgl. auch ZIEKOW (2004), Rn. 590; GOPPEL (2010), § 6 Rn. 17 f.). So legt Abschn. 4.2 Ziffer 07 Satz 3 LROP Niedersachsen 2008 fest, dass der Ausbau des bestehenden Netzes unter Nutzung vorhandener Trassen Vorrang vor dem Neubau von Leitungen auf neuen Trassen hat. Selbst wenn diese Regelung als Ziel der Raumordnung gefasst ist, lässt sie jedenfalls in eingeschränktem Umfang Spielraum für Abweichungen von der bestehenden Trassenführung. Auch die Erläuterungen zu dieser Vorschrift führen aus, dass eine Nutzung vorhandener Trassen auch vorliegt, wenn nur kurze Abschnitte im Hinblick auf eine Trassenoptimierung verschwenkt werden (Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 2 und 3 LROP Niedersachsen 2008).

Die behandelten Trassierungsregeln sind von erheblicher Bedeutung für die Festlegung des Trassenkorridors für den Bau von Höchstspannungsleitungen. Sie beeinflussen jedenfalls die Auswahl der näher zu prüfenden Trassenkorridoralternativen. Unter Beschleunigungsaspekten relevant ist darüber hinaus die Frage, inwieweit die Anwendung der Trassierungsregeln entscheidende Vorgaben für die Auswahl unter den betrachteten Korridoralternativen liefern können. Dem Gebot der Nutzung bestehender Trassen kann im Allgemeinen größere Bedeutung für die Festlegung des Trassenkorridors zukommen als dem Bündelungsgebot. Zusätzliche Belastungen gegenüber der vorhandenen Stromleitung werden regelmäßig nur in beschränktem Umfang eintreten, so dass der Vorbelastungsgrundsatz regelmäßig klar für die Nutzung der vorhandenen Trasse sprechen wird. Dies gilt erst recht, wenn durch die Nutzung des vorhandenen Trassenkorridors der Rückbau einer bestehenden Freileitung ermöglicht wird (BVerwG (2010), Rn. 31).

Insbesondere bei Nutzung vorhandener jüngerer Trassen, für die die Raumverträglichkeit bereits konkret geprüft worden ist, kann ggf. auch von einem gesonderten



Raumordnungsverfahren abgesehen werden. Für die im Raum Stade in enger Anlehnung an die vorhandenen Leitungen geplanten Ergänzungen im 380-kV-Höchstspannungsnetz etwa verzichtet das niedersächsische Raumordnungsrecht auf ein zusätzliches Raumordnungsverfahren. Die raumordnerische Prüfung der zu berücksichtigenden Belange erfolgt vielmehr im Planfeststellungsverfahren (Erläuterungen LROP Niedersachsen 2008, zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 S. 1).

Größerer Prüfungsbedarf besteht bei Nutzung älterer bestehender Trassen. Insofern ist zu prüfen, welchen rechtlichen Anforderungen an eine Raumverträglichkeitsprüfung diese unterlagen und wie weit sich die Beurteilungsgrundlagen und die tatsächlichen Gegebenheiten in der Zwischenzeit geändert haben.

Das Bündelungsgebot wird demgegenüber häufig schon deshalb keine abschließende Festlegung eines Trassenkorridors erlauben, weil mehrere Infrastrukturkorridore für eine Bündelung zur Verfügung stehen. Darüber hinaus kann die Bündelung, wie oben ausgeführt, auch Bedenken aufwerfen, die ihrerseits einer näheren Prüfung bedürfen, etwa im Hinblick auf den Schutz kritischer Infrastrukturen oder bei Tunnelabschnitten.

Die Bedeutung des Bündelungsgebotes wird zudem bei Parallelführung mit anders gearteten linienförmigen Infrastrukturen – etwa Freileitungen mit Fernstraßen, Schienenwegen, Rohr- oder Telekommunikationsleitungen – entscheidend davon abhängen, inwieweit sich andersartige Auswirkungen ergeben, die bei der Genehmigung der vorhandenen Infrastrukturen nicht berücksichtigt wurden. So sind etwa die Auswirkungen auf das Landschaftsbild bei Rohr- oder Telekommunikationsleitungen völlig andere als bei einer Freileitung. Dies kann zu einer abweichenden Beurteilung der Raumverträglichkeit führen, die eine Bündelung mit der vorhandenen Infrastruktur ausschließt.

In bestimmten Fallgestaltungen kann allerdings auch dem Bündelungsgebot maßgebliche Bedeutung für die Festlegung des Trassenkorridors zukommen. Dies gilt insbesondere für die Bündelung von Freileitungen, sofern diese nicht ohnehin als Nutzung vorhandener Trassen aufgefasst werden (dazu oben Abschn. 1.4.3.2.3). So sind nach der Rechtsprechung des BVerwG alternative Streckenführungen nur in die Abwägung einzustellen, wenn sie sich aufdrängen (näher dazu unten Abschn. 5.5.3). Dies wird bei einer völligen Neutrassierung im Vergleich mit einer Orientierung an vorhandenen Stromleitungstrassen grundsätzlich nicht der Fall sein (BVerwG (2010), Rn. 30). Zudem sind die Auswirkungen der zusätzlichen Freileitung grundsätzlich vergleichbar mit den Auswirkungen der bestehenden Leitungen, so dass sich nur in eingeschränktem Umfang neue Aspekte für die Beurteilung der Raumverträglichkeit ergeben werden.

Im Falle von Erdleitungen erscheint die Raumverträglichkeit einer Bündelung mit anderen unterirdisch verlegten Leitungen (etwa Erdgas, Telekommunikation) im Grundsatz naheliegend.



#### 4.1.3.4 Fazit

Trassierungsregeln in Form des Gebotes zur Nutzung bestehender Trassen und des Bündelungsgebotes können die Festlegung von Trassenkorridoren erleichtern. Sie sind insbesondere in Raumordnungsprogrammen verankert und finden ihre sachliche Rechtfertigung im Vorbelastungsgrundsatz. Besondere Relevanz hat das Gebot der Nutzung bestehender Trassen, das ggf. ein Raumordnungsverfahren verzichtbar machen kann. Erhebliches Gewicht hat auch der Bündelungsgrundsatz bei Bündelung mehrerer Stromleitungen, da die Auswirkungen grundsätzlich vergleichbar sind. Dagegen ist bei Bündelung anders gearteter linienförmiger Infrastrukturen grundsätzlich eine vertiefte Prüfung der Raumverträglichkeit erforderlich. Naheliegend erscheint jedoch die Bündelung von Erdkabeln mit anderen unterirdisch verlegten Leitungen (etwa Erdgas, Telekommunikation).

##### Empfehlungen:

1. Das Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden. Gleichzeitig sollte erläuternd klargestellt werden, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf nicht ausgeschlossen sind.
2. Ebenso sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung von Stromleitungen, ggf. verbunden mit dem Rückbau alter Leitungen, vorzunehmen ist.
3. Für Höchstspannungserdleitungen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung mit anderen unterirdisch verlegten, linienförmigen Infrastrukturen vorzunehmen ist.
4. In den drei vorstehend genannten Fallgestaltungen sollte jeweils geprüft werden, ob auf ein gesondertes Raumordnungsverfahren verzichtet werden kann.

#### 4.1.4 Raumordnungsverfahren

##### 4.1.4.1 Überblick

Trassenkorridore sind in einem Raumordnungsverfahren festzulegen, wenn es sich um raumbedeutsame Planungen oder Maßnahmen i.S.v. § 1 RoV handelt und die Prüfung der Raumverträglichkeit nicht anderweitig sichergestellt ist. Leitungsbauvorhaben haben in der Regel raumbedeutsame Auswirkungen. Lediglich bei sehr kleinen Vorhaben, etwa Kraftwerksanschlussleitungen von wenigen Kilometern Länge, kann die Raumbedeutsamkeit fehlen. Höchstspannungsfreileitungen

unterfallen auch § 1 S. 3 Nr. 14 RoV, so dass ein Raumordnungsverfahren im Regelfall vorgesehen ist. Erdleitungen werden hingegen von § 1 S. 3 RoV nicht erfasst und auch die hier betrachteten Bundesländer haben kein Raumordnungsverfahren nach § 1 S. 2 RoV vorgesehen. Insbesondere genügt eine pauschale Regelung zur Möglichkeit von Raumordnungsverfahren für andere raumbedeutsame Vorhaben (so etwa § 18 Abs. 1 S. 2 LPLG BW, ähnlich § 13 Abs. 2 NROG) nicht, da die § 1 S. 2 RoV zu Grunde liegende Verordnungsermächtigung nach § 23 Abs. 1 ROG nur die Bestimmung von "Planungen oder Maßnahmen" deckt, für die ein Raumordnungsverfahren durchgeführt werden soll, "wenn sie im Einzelfall raumbedeutsam sind und überörtliche Bedeutung haben". Die Planungen und Maßnahmen müssen also der Kategorie nach bestimmt sein (ähnlich RUNKEL (2010), § 23 Rn. 11). Im Ergebnis sind aber deshalb regelmäßig Raumordnungsverfahren auch für Erdleitungen durchzuführen, weil Frei- und Erdleitungsausführung als Alternativen geprüft werden (unten Abschn. 4.1.5.2).

Eine anderweitige Prüfung, die ein Raumordnungsverfahren entbehrlich macht, kommt im Falle der Festlegung von Vorranggebieten in Betracht. Aus diesem Grunde wurde etwa für die Trasse Maade – Conneforde kein Raumordnungsverfahren durchgeführt (oben Abschn. 2.1.2.3.1). Darüber hinaus können Trassierungsregeln, insbesondere das Gebot der Nutzung bestehender Trassen bzw. die Bündelung mit bestehenden Stromleitungen, ein Raumordnungsverfahren entbehrlich machen. Dies galt etwa für die im Raum Stade in enger Anlehnung an die vorhandenen Leitungen geplanten Ergänzungen im 380-kV-Höchstspannungsnetz (oben Abschn. 4.1.3.3).

Im Raumordnungsverfahren werden gemäß § 15 Abs. 1 ROG die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten geprüft, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Die Prüfung unter „überörtlichen Gesichtspunkten“ impliziert, dass in der Regel noch kein konkreter Trassenverlauf festgelegt wird. Ausdrücklich als Gegenstand der Prüfung genannt werden in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG zwar auch die vom Vorhabenträger eingeführten „Standort- oder Trassenalternativen“. Es besteht jedoch Einigkeit dahin, dass das Raumordnungsverfahren nicht die Festlegung einer konkreten Trasse bezweckt, sondern lediglich eines Trassenkorridors. Soweit ersichtlich, wird die Breite eines Trassenkorridors nicht einheitlich gehandhabt. Hinsichtlich der Breite der raumordnerischen Trassenkorridore wurden, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Informationen von Planungsbehörden aus den Ländern eingeholt. Danach variiert die regelmäßige Breite zwischen 100 Metern (Niedersachsen), 400 – 600 Metern (Nordrhein-Westfalen), 500 Metern (Thüringen), 600 Metern (Baden-Württemberg) und 1000 Metern (Hessen). In Ausnahmefällen ist es möglich, dass der Trassenkorridor bereits in der Raumordnung so stark konkretisiert wird, dass kaum Spielraum für die Trassenfestlegung in

der Planfeststellung verbleibt. Umgekehrt wird die übliche Korridorbreite häufig bei Konfliktlagen (z.B. Naturschutz, Gewässerschutz) ausgeweitet und die Klärung des Konfliktes somit in das Planfeststellungsverfahren verschoben.

In Niedersachsen heißt das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens „landesplanerische Feststellung“, in Hessen „landesplanerische Beurteilung“, in Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg „raumordnerische Beurteilung“. Aus Gründen der sprachlichen Vereinheitlichung wird vorliegend der Begriff „raumordnerische Beurteilung“ verwandt. Dieses Ergebnis des Raumordnungsverfahrens ist als sonstiges Erfordernis der Raumordnung (§ 3 Abs. 1 Nr. 4 ROG) in nachfolgenden Abwägungs- und Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen, § 4 Abs. 1 S. 1 ROG. Dies betrifft insbesondere ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren. Innerhalb des Korridors ist grundsätzlich von der Raumverträglichkeit des Vorhabens auszugehen. Ein Überschreiten des Korridors ist in Ausnahmefällen nicht ausgeschlossen. Andere Trassenkorridore, die im Raumordnungsverfahren geprüft und deutlich ungünstiger beurteilt wurden, kommen grundsätzlich nicht mehr in Betracht.

Eine Darstellung des regelmäßigen Ablaufs eines Raumordnungsverfahrens ist als Anhang 2 angefügt. Unterschieden werden können eine Vorbereitungsphase, die insbesondere die Antragskonferenz und die Erarbeitung der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) umfasst, sowie die Durchführungsphase. Für die Durchführung des Raumordnungsverfahrens sieht § 15 Abs. 4 S. 2 ROG eine Frist von sechs Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen vor. Diese wird in der Praxis aber häufig nicht eingehalten. Zudem ist für die Prüfung der Vollständigkeit der Unterlagen eine Frist nicht vorgesehen.

#### **4.1.4.2 Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs**

Häufig wird im Raumordnungsverfahren der Netzausbaubedarf für das betreffende Projekt hinterfragt. Eine Prüfung im Raumordnungsverfahren wird bislang jedoch teilweise als problematisch angesehen, weil die Bedarfsprüfung nach der Rechtslage bis zum Energiepaket 2011 im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens unter dem Merkmal der Planrechtfertigung vorzunehmen war, so dass eine Doppelprüfung mit verzögernder Wirkung drohte. Dies hat auch der Bundestag in einer Entschließung bei Einführung des EnLAG festgestellt, die die bessere Abgrenzung von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren zum Gegenstand hatte (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 8).

Der Prüfung der Planrechtfertigung kam im Energiewirtschaftsrecht besondere Bedeutung zu. Die Begründung lag in der – im Gegensatz zu den meisten anderen Infrastruktursektoren – weitgehend fehlenden allgemeinen fachlichen Bedarfsplanung auf höherer Ebene sowie in dem Umstand, dass Vorhabenträger hier re-

gelmäßig nicht die öffentliche Hand ist, sondern ein privates Unternehmen (HERMES (2010), § 43 Rn. 17b; DURNER (2004), Rn. 2525). Ein Verweis der Raumordnungsbehörde auf die Prüfung des Bedarfs im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren erscheint indes nicht aussichtsreich. Die Festlegung eines Trassenkorridors im Raumordnungsverfahren legt das Verständnis nahe, dass der Netzausbaubedarf bereits bejaht worden ist, weil der Aufwand des Raumordnungsverfahrens andernfalls kaum zu rechtfertigen ist. Die Prüfung des Netzausbaubedarfs kann daher nicht überzeugend unter Hinweis auf eine spätere Prüfung aus dem Raumordnungsverfahren ausgeschlossen werden.

Erforderlich ist stattdessen eine Vorverlegung der Bedarfsprüfung vor den Beginn des Raumordnungsverfahrens. Dieser Weg wurde mit Erstellung des EnLAG-Bedarfsplans für 24 Vorhaben beschritten, bei denen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 1 Abs. 2 S. 3 EnLAG für Planfeststellung und Plangenehmigung bindend feststeht. Diese Herangehensweise ist sachangemessen. Entscheidend ist allerdings, welche Überzeugungskraft dem Ergebnis der Bedarfsprüfung beigemessen wird. Die gesetzliche Festschreibung des EnLAG-Bedarfsplans hat nicht zu der gewünschten Klärung geführt. Insbesondere im Zusammenhang mit der Thüringer Strombrücke wurde der Netzausbaubedarf auch nach Erlass des EnLAG in Anhörungen des Landesparlamentes weiterhin thematisiert (vgl. Anhang 6, Tabelle 5).

Aussichtsreich erscheint insoweit allein eine transparente und sachlich überzeugende Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Hierfür kommt in erster Linie die Bundesnetzagentur als fachlich ausgewiesene Behörde in Betracht, wie dies nunmehr im Rahmen des Energiepaketes 2011 vorgesehen wurde (oben Abschn. 3.2). Ob eine zusätzliche Festlegung des Ergebnisses der Netzausbauermittlung in Form eines förmlichen Gesetzes entscheidend zur Akzeptanz des Ergebnisses beitragen kann, erscheint zweifelhaft. Wichtig ist jedenfalls aber die nachvollziehbare Darstellung des Ergebnisses der Bedarfsprüfung im Rahmen des Raumordnungsverfahrens. Empfehlenswert erscheint daher die Beteiligung der für die Bedarfsermittlung verantwortlichen Bundesnetzagentur am Raumordnungsverfahren. Diese müsste im Rahmen des Raumordnungsverfahrens die Ermittlung des Netzausbaubedarfs nachvollziehbar darstellen. Ein bloßer Verweis der Raumordnungsbehörde auf das Ergebnis der Bedarfsermittlung durch eine andere Behörde dürfte demgegenüber häufig nicht ausreichen, um Vertrauen in das Prüfungsergebnis herzustellen.

#### Empfehlungen:

1. Hinsichtlich der Prüfung des Ausbaubedarfs für die konkrete Leitung kann nicht überzeugend auf ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren verwiesen werden.

Vielmehr ist eine transparente und sachlich überzeugende Bedarfsermittlung im Vorfeld erforderlich, wie sie das Energiepaket 2011 nunmehr vorsieht.

2. Da die Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur überprüft worden ist, sollte diese den Netzausbaubedarf im Rahmen des Raumordnungsverfahrens nachvollziehbar darstellen.

#### **4.1.4.3 Stellung des Netzbetreibers**

Die im Raumordnungsverfahren zu prüfenden Korridoralternativen werden maßgeblich durch den Vorhabenträger, d.h. den Übertragungsnetzbetreiber, bestimmt. Gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 ROG sind Gegenstand der Prüfung nach Satz 2 „auch die vom Träger der Planung oder Maßnahme eingeführten Standort- oder Trassenalternativen“. Danach wird die raumordnerische Prüfung auf solche Standort- oder Trassenalternativen beschränkt, die der Vorhabenträger selbst in das Verfahren einbringt (WULFHORST (2010), § 16 UVPg Rn. 36). Es ist nicht anzunehmen, es handelte sich statt um eine solche Beschränkung vielmehr um die Eröffnung der Möglichkeit einer Erweiterung des Gegenstands der Raumverträglichkeitsprüfung durch den Vorhabenträger (so aber RAMSAUER (2004), S. 1054). Die Konjunktion „auch“ in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG bezieht sich nicht darauf, dass auch die vom Vorhabenträger eingeführten Alternativen neben denen, die durch die Behörde vorgegeben werden, zu prüfen sind. Vielmehr stellt sie eine Verbindung zum vorherigen Satz her, in dem als Gegenstand der raumordnerischen Prüfung zunächst die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen, normiert werden.

Die Raumordnungsbehörde kann grundsätzlich keine Alternativen von Amts wegen untersuchen (WULFHORST (2010), § 16 UVPg Rn. 36 m.w.N.). Sie kann aber dem Vorhabenträger einen Hinweis erteilen, eine naheliegende Alternative in das Raumordnungsverfahren einzuführen. Das Raumordnungsverfahren hat neben der Feststellung der Vereinbarkeit verschiedener Raumnutzungen die Aufgabe, raumrelevante Vorhaben aufeinander abzustimmen. Dies beinhaltet nicht nur den Abgleich mehrerer Vorhaben untereinander, sondern auch die Vorabklärung der Genehmigungschancen, indem bereits die Voraussetzungen der einzelnen fachgesetzlichen Genehmigungsverfahren in die Abwägung mit einbezogen werden (LAUTNER (1999), S. 158).

Vor diesem Hintergrund ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau der Höchstspannungsnetze grundsätzlich von privaten Vorhabenträgern durchgeführt wird. Dies wirft – stärker als bei vielen anderen Infrastrukturvorhaben – Fragen nach der Gewährleistung der Zwecke der Raumordnung auf. Dies begründet eine tendenziell



stärkere hoheitliche Prüfungsnotwendigkeit hinsichtlich der zu berücksichtigenden Korridoralternativen. Teilweise könnte diese Frage zukünftig durch die im Energiepaket 2011 vorgesehene Bedarfsplanung entschärft werden, soweit sich aus dieser Vorgaben für den Verlauf der Trassenkorridore ergeben (dazu oben Abschn. 2.3.3.2). Soweit jedoch Spielräume verbleiben, sollte die Planungsbehörde bei der Frage nach naheliegenden Korridoralternativen eine tendenziell aktivere Rolle einnehmen als in anderen Bereichen der Infrastrukturplanung. Eine gewisse Parallele findet diese Überlegung in der verstärkten Prüfung der Planrechtfertigung im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens (oben Abschn. 4.1.4.2). Zu Recht wird u.a. auf den informellen Charakter der Vorstudien des Netzbetreibers zum Trassenverlauf als eine Ursache eingeschränkter Akzeptanz in der Bevölkerung verwiesen (LEWIN (2003), S. 134, 147). Im Bereich der Bundesfachplanung (unten Abschn. 4.2) ist nunmehr zukünftig eine erweiterte Alternativenprüfung ausdrücklich vorgesehen.

**Empfehlung:**

Die Planungsbehörde sollte in Raumordnungsverfahren bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen eine aktivere Rolle einnehmen als in der Regel bei anderen Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger der Fall.

**4.1.4.4 Öffentlichkeitsbeteiligung****4.1.4.4.1 Erforderlichkeit und Ausgestaltung**

Für die Akzeptanz von Leitungsbauprojekten von erheblicher Bedeutung ist die Beteiligung der Öffentlichkeit (vgl. auch BUNDESREGIERUNG (2011), S. 1 im Rahmen einer Kleinen Anfrage). Lange war das Raumordnungsverfahren ein reines Behördenverfahren, so dass die öffentliche Diskussion über die jeweiligen Projekte häufig erst mit Einleitung des Planfeststellungsverfahrens einsetzte. Mittlerweile sieht § 15 Abs. 3 S. 3 ROG die Möglichkeit einer Öffentlichkeitsbeteiligung im Raumordnungsverfahren ausdrücklich vor.

Erforderlichkeit und Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung im Raumordnungsverfahren sind landesgesetzlich geregelt. Eine obligatorische Öffentlichkeitsbeteiligung hat u.a. in den Bundesländern Baden-Württemberg, Hessen und Niedersachsen stattzufinden (§ 19 Abs. 5 LPLG BW; § 18 LPLG HES. i.V.m. Abschn. III.2.1 HRIL-ROV; § 15 Abs. 3 NROG i.V.m. Abschn. 2.6.3 VVNROG). In Nordrhein-Westfalen ist sie durchzuführen, wenn für das Vorhaben nach Bundes- oder Landesrecht eine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht, vgl. § 32 Abs. 1 LPLG NRW.



Das Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung ist dabei in den Bundesländern, in denen es obligatorisch ist, in vergleichbarer Weise ausgestaltet (vgl. §§ 19 Abs. 5, 18 Abs. 2 und 3 LPLG BW; § 18 Abs. 6 LPLG HES. i.V.m. Abschn. III. 2.1 HRIL-ROV; § 15 Abs. 3 NROG i.V.m. Abschn. 2.6.3 VVNROG). Die erforderlichen Unterlagen werden in den Gemeinden, in denen sich das Vorhaben voraussichtlich auswirkt, einen Monat lang zur Einsicht ausgelegt. Ort und Zeit der Auslegung sind in der Regel eine Woche vorher ortsüblich bekannt zu machen. Jedermann kann sich bis zwei Wochen nach Ablauf der Auslegungsfrist bei der Gemeinde – in Hessen zusätzlich auch bei der verfahrensführenden Landesplanungsbehörde – schriftlich – in Niedersachsen zusätzlich auch zur Niederschrift und in Hessen zusätzlich auch in elektronischer Form – zu dem Vorhaben äußern. Die fristgemäß vorgebrachten Äußerungen werden der verfahrensführenden Raumordnungsbehörde zugeleitet, die sie in der raumordnerischen Beurteilung berücksichtigt.

In Nordrhein-Westfalen gelten für die Öffentlichkeitsbeteiligung die Verfahrensvorschriften des UVPG, § 32 Abs. 1 LPLG NRW i.V.m. § 1 Abs. 1 UVPG NRW i.V.m. § 9 UVPG. Das gibt die Modalitäten für die Öffentlichkeitsbeteiligung im Vergleich zu den in den anderen Bundesländern maßgeblichen Verfahrensvorschriften weniger präzise vor. So ist die Raumordnungsbehörde sowohl in der Form der Bekanntmachung der Unterlagen frei als auch in der Frage des Ortes und der Dauer der Auslegung. Informell werden in Nordrhein-Westfalen darüber hinaus auch Varianten in die Prüfung aufgenommen, die von Bürgerinitiativen oder anderen Behörden ins Spiel gebracht werden und ohne eine Berücksichtigung im Raumordnungsverfahren im Planfeststellungsverfahren ohnehin wieder aufkommen würden. Auf diese Weise bezweckt man, mit einer möglichst abwägungssicheren Vorzugstrasse ins Planfeststellungsverfahren zu gehen.

Von erheblicher Bedeutung für die zielführende Durchführung des Raumordnungsverfahrens, insbesondere zur Förderung der tatsächlichen Beteiligung der Öffentlichkeit und zur Ermittlung relevanter Informationen, ist die Form der Unterlagenbekanntmachung. Hilfreich erscheint vor allem die Bekanntmachung über das Internet. Die Bundesregierung prüft derzeit, ob in dem von ihr geplanten E-Governmentgesetz eine entsprechende Regelung aufgenommen werden soll. Diese könnte vorsehen, dass die Behörde die Dokumente auch in elektronischer Form allgemein, d.h. im Internet, zugänglich macht, wenn durch Rechtsvorschrift eine öffentliche Bekanntmachung vorgeschrieben ist (vgl. BUNDESREGIERUNG (2011), S. 6). In Hessen ist es bereits jetzt gesetzlich ausdrücklich vorgeschrieben, die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren auch auf die Internetseite der zuständigen Landesplanungsbehörde einzustellen, vgl. § 18 Abs. 6 S. 5 HS 2 LPLG HES. In Niedersachsen wurden im Rahmen eines Pilotvorhabens die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle – Mecklar im Internet bereitgestellt und darüber hinaus die Möglichkeit eröffnet, über das Internet Online-Stellungnahmen abzugeben.

Begleitend zu den gesetzlich zwingend vorgeschriebenen Verfahrensschritten ist es in Hessen ausdrücklich vorgesehen, dass die Gemeinden in eigener Zuständigkeit freiwillig zu dem betreffenden Vorhaben auch Bürgerinformationen und -anhörungen durchführen können, zu denen der Träger des Vorhabens und die verfahrensführende Landesplanungsbehörde einzuladen sind, vgl. Abschn. III. 2.1 Buchst. d HRIL-ROV. Vergleichbar mit diesen Bürgerinformationen sind die von den Übertragungsnetzbetreibern inzwischen regelmäßig zusätzlich – freiwillig – durchgeführten Informationsveranstaltungen. Dabei wird interessierten Bürgern und Vertretern der Kommunen das Vorhaben erläutert, ebenso wird das Ergebnis der Umweltuntersuchungen dargestellt. Teilweise wird durch einen Vertreter der Planungsbehörde der Ablauf des Raumordnungsverfahrens erklärt. Die Betroffenen haben die Möglichkeit, Fragen zu stellen bzw. Bedenken und Anregungen zu äußern.

#### **4.1.4.4.2 Beurteilung**

Die Öffentlichkeitsbeteiligung in ihrer konkreten Ausgestaltung soll den Betroffenen die Möglichkeit geben, etwaige Einwendungen gegen die Festlegung des Trassenkorridors sowie weitere, damit im Zusammenhang diskutierte Fragen (z.B. Ausführung als Frei- oder Erdleitung, dazu unten Abschn. 4.1.5) vorzubringen. Der Erfolg der Öffentlichkeitsbeteiligung bemisst sich daher danach, ob eine effektive Beteiligungsmöglichkeit eröffnet wird und ob diese von den Betroffenen konstruktiv genutzt wird. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die getroffene Auswahlentscheidung entweder schon objektiv nicht umfassend begründet ist, weil bestimmte Informationen der Raumordnungsbehörde nicht bekannt waren, oder dass die Entscheidung zumindest von den Betroffenen nicht als überzeugend angesehen wird. Dies hätte zur Folge, dass die Festlegung des Trassenkorridors (sowie ggf. weiterer im Raumordnungsverfahren erfolgter Beurteilungen) im Planfeststellungsverfahren erneut detailliert behandelt werden müsste. Eine solche Doppelprüfung würde dem Ziel eines zügigen Netzausbaus zuwiderlaufen.

Verschiedentlich wurde mitgeteilt, dass raumordnerisch bedeutsame Einwendungen durch die Betroffenen und insbesondere Ausführungen zur Trassenkorridorwahl häufig erst im Planfeststellungsverfahren vorgebracht werden. Maßgeblich hierfür erscheint zum einen, dass teilweise eine Fundamentalablehnung zum Ausdruck gebracht werden soll, etwa weil der Netzausbaubedarf verneint wird oder weil bei einer konstruktiven Auseinandersetzung die Möglichkeit einer Durchführung des Vorhabens als wahrscheinlicher eingestuft wird. Zum anderen ist die raumordnerische Beurteilung als solche gerichtlich nicht überprüfbar, sondern kann erst im Rahmen des Planfeststellungsbeschlusses angegriffen werden. Damit besteht aus Sicht der Betroffenen kein zwingendes Bedürfnis, Einwendungen bereits im Raumordnungsverfahren vorzubringen.

Die geschilderten Schwierigkeiten lassen sich bei Beibehaltung der – grundsätzlich zu befürwortenden – Regulationsstruktur (oben Abschn. 2.3.1) – nicht vollständig beheben. Einerseits ist eine Vorabauswahl des Trassenkorridors als sinnvoll zu erachten, um eine Detailprüfung zu vieler Trassenvarianten zu vermeiden. Andererseits erscheint auch eine gesonderte gerichtliche Überprüfbarkeit der raumordnerischen Beurteilung nicht zielführend, weil sie zu einer Vervielfältigung von Gerichtsverfahren und damit letztlich zu einer erheblichen Verzögerung des Netzausbaus führen könnte.

Darüber hinaus besteht offenbar vielfach Unklarheit über den jeweiligen Verfahrensgegenstand von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. In der Konsequenz werden teilweise bereits in den Stellungnahmen zum Raumordnungsverfahren Detailfragen behandelt, die erst Gegenstand der Planfeststellung sind. Im Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle – Mecklar etwa befassten sich rund 90 % der abgegebenen Einwendungen mit gesundheitlichen Bedenken, rund 80 % mit Auswirkungen auf das Landschaftsbild/Naherholung, Tourismus und Immobilienwert und rund 70 % mit ökologischen Aspekten. Angeregt wurde etwa auch, bei der Wahl der Maststandorte nach Möglichkeit von der Bewirtschaftung ausgenommene Grundstücke wie solche mit künstlichen Grenzen (z.B. Feldwegekreuzungen) zu bevorzugen, bei unvermeidbarer Querung von Waldflächen wertvolle Waldbereiche mit Althölzern und Hohlbäumen zu meiden oder den Leitungsverlauf so zu gestalten, dass der Flugsektor einer Modellflugvereinigung erhalten bleibt (vgl. SYNOPSE WAHLE-MECKLAR (2011)).

Die Unklarheit über den jeweiligen Prüfungsgegenstand hat nicht nur zur Folge, dass möglicherweise raumordnerisch bedeutsame Einwendungen im Raumordnungsverfahren nicht vorgebracht werden. Umgekehrt besteht auch die Gefahr, dass die fehlende Auseinandersetzung mit Fragen des konkreten Trassenverlaufs, die nicht Gegenstand des Raumordnungsverfahrens sind, als Weigerung aufgefasst werden, berechnete Anliegen der Betroffenen zur Kenntnis zu nehmen. Dies kann der Akzeptanz des Leitungsbauvorhabens erheblich schaden.

Im Ergebnis können die dargestellten Schwierigkeiten nicht vollständig behoben, sondern nur gemildert werden. Ausschlaggebend hierfür erscheint das Verständnis auf Seiten der Betroffenen für die jeweiligen Gegenstände und Funktionen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Bei der Durchführung des Raumordnungsverfahrens muss daher besonderes Gewicht auf die Klärung dieser Frage gelegt werden. Dazu muss zunächst deutlich gemacht werden, dass die konstruktive Beteiligung an der Festlegung des Trassenkorridors (sowie etwaiger weiterer im Raumordnungsverfahren behandelter Beurteilungen) zielführender ist als die Zurückhaltung bis zum Planfeststellungsverfahren, weil eine Beeinflussung der Korridorwahl in diesem späten Stadium nur noch unter größeren Schwierigkeiten in Betracht kommt.

Darüber hinaus muss aber auch deutlich gemacht werden, dass Detailfragen des Trassenverlaufs (sowie sonstiger im Planfeststellungsverfahren behandelter Fragen) im weiteren Verlauf bei der Genehmigung der Leitungstrasse nicht unberücksichtigt bleiben. Hierzu könnte an die Einrichtung einer Plattform gedacht werden, auf der die im Raumordnungsverfahren eingegangenen Stellungnahmen mit Relevanz für das Planfeststellungsverfahren gesammelt und später für das Planfeststellungsverfahren zur Verfügung gestellt werden. Hilfreich, aber mit personellem Aufwand verbunden, wäre zudem die Einschaltung eines Beauftragten für Fragen des Planfeststellungsverfahrens, der bereits im Rahmen des Raumordnungsverfahrens für weiterführende Detailfragen beratend zur Verfügung steht.

#### Empfehlungen:

1. Im Raumordnungsverfahren muss eine effektive Beteiligungsmöglichkeit für die Betroffenen bestehen. Dies setzt insbesondere den leichten Zugang zu den Planungsunterlagen voraus.
2. Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens müssen die jeweiligen Gegenstände und Funktionen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren verdeutlicht und voneinander abgegrenzt werden. Dies kann insbesondere durch Beispielslisten von Einwendungen geschehen, die typischerweise Gegenstand des Raumordnungsverfahrens oder des Planfeststellungsverfahrens sind.
3. Verdeutlicht werden muss, dass die konstruktive Beteiligung an der Festlegung des Trassenkorridors im Raumordnungsverfahren (sowie etwaiger weiterer dort behandelter Beurteilungen) zielführender ist als die Zurückhaltung bis zum Planfeststellungsverfahren.
4. Einwendungen zu Detailfragen, die nicht Gegenstand des Raumordnungsverfahrens sind, sollten gesammelt und später für das Planfeststellungsverfahren zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich könnte ein Beauftragter für Fragen des Planfeststellungsverfahrens benannt werden, der bereits im Rahmen des Raumordnungsverfahrens beratend zur Verfügung steht.

### **4.1.4.5 Umweltverträglichkeitsprüfung**

#### **4.1.4.5.1 Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)**

Ob im Raumordnungsverfahren für ein Vorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen ist, bestimmt bundesgesetzlich zunächst § 16 Abs. 1 UVPG. Danach ist eine UVP vorgesehen, wenn das Vorhaben in Anlage 1 zum UVPG aufgeführt ist und nach den §§ 3b oder 3c UVPG einer Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegt. Dies gilt nach dem

Wortlaut des § 16 Abs. 1 UVPG aber nur, soweit durch Landesrecht nicht etwas anderes bestimmt ist. Die Möglichkeit einer landesrechtlichen Ausnahme von der UVP-Pflicht wird als problematisch, letztlich aber praktisch nicht relevant angesehen (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 24 f.). Allerdings hat Nordrhein-Westfalen eine derartige Einschränkung vorgenommen, wie in der Folge dargestellt.

Die Länder Baden-Württemberg, Hessen und Niedersachsen sehen eine obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfung vor, wenn und soweit eine UVP-Pflicht nach Bundes- oder Landesrecht besteht (vgl. §§ 18, 19 LPLG BW, § 18 LPLG HES., §§ 12 – 16 NROG). Dies schließt auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung von Vorhaben ein, bei denen dieses Erfordernis erst aufgrund einer Vorprüfung oder Kumulationsbetrachtung erwächst. In Nordrhein-Westfalen hingegen besteht die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren nach der ausdrücklichen Gesetzesbegründung zu § 32 LPLG NRW und unter ausdrücklicher Anerkennung des europarechtlichen Risikos nur dann, wenn das Vorhaben bereits ohne Vorprüfung UVP-pflichtig ist (LPLG NRW-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 93; a.A. offenbar WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 25).

Für 380-kV-Freileitungen mit einer Länge von mehr als 15 km ist in jedem der oben genannten Bundesländer eine Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren obligatorisch (vgl. § 3b Abs. 1 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG Ziffer 19.1.1.). Für solche mit einer Länge bis 15 km ist sie in Baden-Württemberg, Hessen und Niedersachsen erforderlich, wenn eine allgemeine bzw. standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalles positiv ausfällt (§ 3c S. 1 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG Ziffer 19.1.3 bzw. § 3c S. 2 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG Ziffer 19.1.4.). In Nordrhein-Westfalen gilt dies aus den oben erläuterten Gründen nicht.

Für Erdkabel lässt sich eine originäre Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren hingegen nicht feststellen. Erdleitungen sind nicht in der Anlage 1 UVPG aufgeführt, was eine Pflicht nach § 3b Abs. 1 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG ausschließt. Auch § 3b Abs. 2 UVPG scheidet als Rechtsgrundlage aus, da die kumulierenden Vorhaben von derselben Art sein müssen, was bei Erdkabeln und Freileitungen nicht anzunehmen sein dürfte. Darüber hinaus scheitert das Vorliegen der nach § 3b Abs. 2 UVPG erforderlichen Voraussetzungen jedenfalls daran, dass für die kumulierenden Vorhaben jeweils die Werte für eine standortbezogene oder eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalles erreicht oder überschritten sein müssen. Für Erdkabel ist aber weder eine standortbezogene noch eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalles vorgesehen. Aus demselben Grund scheidet eine Pflicht nach § 3c UVPG aus, da dieser nur greift, wenn das Vorhaben nach Anlage 1 UVPG einer Vorprüfung des Einzelfalles unterliegt. Regelmäßig wird im Raumordnungsverfahren allerdings die Erdleitung als Alternative zur Freileitung geprüft (unten Abschn. 4.1.5.2), so dass eine UVP dennoch erfolgen wird.



Zudem besteht für Erdkabel die Pflicht zur Prüfung von raumbedeutsamen Auswirkungen auf Umweltbelange nach § 15 Abs. 1 S. 2 i.V.m. § 2 Nr. 6 ROG. In § 15 Abs. 1 S. 2 ROG heißt es, dass im Raumordnungsverfahren die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten zu prüfen sind, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Zu den Erfordernissen der Raumordnung zählen auch die Grundsätze der Raumordnung, die in § 2 Abs. 2 ROG normiert sind. § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG enthält diejenigen mit Umweltbezug. Auch wenn keine UVP-Pflichtigkeit für Erdleitungen besteht, müssen also im Raumordnungsverfahren die raumbedeutsamen Auswirkungen der Erdleitungen auf Umweltbelange geprüft werden. Allerdings schreibt § 15 Abs. 1 S. 2 i.V.m. § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG keine formalisierte Umweltverträglichkeitsprüfung vor, wie sie § 16 Abs. 1 UVPG vorsieht.

#### **4.1.4.5.2 Verfahren der Umweltverträglichkeitsprüfung und Abschichtungswirkung**

Wie die Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, regelt § 16 Abs. 1 UVPG selbst nicht. Daher kommt nach § 4 S. 1 UVPG die allgemeine Regel zur Anwendung, dass die raumordnerische Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem UVPG durchzuführen ist, soweit Landesrecht die Prüfung der Umweltverträglichkeit nicht näher bestimmt oder hinter den Anforderungen des UVPG zurückbleibt (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 27). Enthält das Landesrecht gleichlautende oder weitergehende Regelungen als das UVPG, kommen gemäß § 4 S. 2 UVPG diese zur Anwendung. Dies gilt für Nordrhein-Westfalen, da § 32 Abs. 1 S. 3 HS 2 LPLG NRW i.V.m. § 1 Abs. 1 UVPG NRW pauschal auf die Anforderungen des UVPG verweist.

Das Landesrecht von Baden-Württemberg hingegen erfüllt die Anforderungen der Vorschriften über die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren aus dem UVPG bereits deshalb nicht, weil in § 19 LPLG BW, der den Ablauf des Raumordnungsverfahrens normiert, keine § 6 Abs. 3 und 4 UVPG entsprechenden Anforderungen an die hinsichtlich der Umweltverträglichkeitsprüfung vorzulegenden Unterlagen gestellt werden. In Hessen ist dies ebenfalls nicht der Fall. Zudem ist in § 18 LPLG HES., der das Raumordnungsverfahren regelt, kein sog. Scoping im Sinne von § 5 UVPG vorgesehen, bei dem Inhalt und Umfang der raumordnerischen Umweltverträglichkeitsprüfung festgelegt werden. Auch in Niedersachsen bleiben die entsprechenden Regelungen hinter denen des UVPG zurück. Denn dort wird bspw. in § 16 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 NROG zwar vorgeschrieben, dass die landesplanerische Feststellung Angaben darüber zu enthalten hat, welche Auswirkungen das Vorhaben auf die Umwelt hat und wie diese Auswirkungen zu



bewerten sind. Nicht normiert ist aber die Verpflichtung, auch die erforderlichen Umweltschutzmaßnahmen darzustellen, wie es § 11 S. 1 UVPG vorschreibt.

In diesen Bundesländern muss daher für jeden Verfahrensschritt geprüft werden, ob er gemäß der landesrechtlichen Vorschriften durchgeführt wird – das ist, wie erläutert, nach § 4 UVPG dann der Fall, wenn diese den Anforderungen des UVPG genügen oder darüber hinaus weitergehende Anforderungen enthalten – oder ob er nach dem UVPG durchzuführen ist, das die landesrechtlichen Vorschriften überlagert, weil diese hinter ihm zurückbleiben. Im Ergebnis sind aber bei jeder Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren die Verfahrensschritte mindestens auf dem Niveau der Anforderungen des UVPG durchzuführen.

Damit besteht die Möglichkeit, von der in § 16 Abs. 2 UVPG normierten Abschichtungsregelung Gebrauch zu machen. Danach kann in dem auf das Raumordnungsverfahren nachfolgenden Planfeststellungsverfahren die Prüfung der Umweltverträglichkeit auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen des Vorhabens beschränkt werden. Diese verfahrensentlastende Wirkung tritt nur ein, wenn die im Raumordnungsverfahren erfolgende Umweltverträglichkeitsprüfung den Anforderungen des UVPG entspricht. Der Bundestag hatte in seiner Entschließung zum EnLAG die Länder ausdrücklich ersucht, von dieser Abschichtungswirkung Gebrauch zu machen (vgl. WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 8).

Um auch für die Prüfung von raumbedeutsamen Auswirkungen auf Umweltbelange durch Erdkabel eine Abschichtungswirkung i.S.v. § 16 Abs. 2 UVPG für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren erzielen zu können, ist auch hier eine qualifizierte Umweltverträglichkeitsprüfung nach Maßgabe der Anforderungen des UVPG erforderlich. Relevant ist dies insbesondere für die Teilverkabelungsabschnitte bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben. Hier sollte die Berücksichtigung raumbedeutsamer Auswirkungen der Erdleitungsabschnitte auf Umweltbelange im Raumordnungsverfahren gleichfalls im Rahmen einer qualifizierten UVP nach den formalen Anforderungen des UVPG durchgeführt werden. Damit wird auch insoweit eine Abschichtungswirkung nach § 16 Abs. 2 UVPG ermöglicht.

#### **4.1.4.5.3 Beurteilung**

Die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren verursacht erheblichen Verfahrensaufwand und verlangt – insbesondere bei Berücksichtigung saisonaler Effekte – möglicherweise einen erheblichen zusätzlichen Zeitbedarf. Daher ist zu fragen, ob sie neben der im Planfeststellungsverfahren ohnehin vorzunehmenden UVP erforderlich ist. Dies hängt u.a. davon ab, ob sich die in § 16 Abs. 2 UVPG vorgesehene Abschichtungswirkung erfolgreich verwirklichen lässt.

Grundsätzlich lassen sich die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren und die im Planfeststellungsverfahren deutlich voneinander abgrenzen. Die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren prüft umweltbezogene raumordnerische Auswirkungen des Vorhabens unter überörtlichen Gesichtspunkten. Die Umweltverträglichkeitsprüfung im Planfeststellungsverfahren hingegen betrachtet die kleinräumigen und fachtechnischen Details des Vorhabens (PETERS (2010), Rn. 147). Inhalt und Gegenstand beider Prüfungen sind also verschieden und ermöglichen so grundsätzlich die bezweckte Abschichtungswirkung.

Zu einem systematischen Bruch kommt es allerdings, wenn bereits im Raumordnungsverfahren kleinräumige Prüfungen notwendig werden. Dies ist etwa der Fall in Thüringen, wo bei positivem Ergebnis der Vorprüfung erheblicher Beeinträchtigungen von sogenannten Natura 2000-Gebieten (vgl. §§ 31 ff. BNatSchG) auch eine detaillierte Prüfung der Umweltverträglichkeit durch die Raumordnungsbehörde durchgeführt werden muss (vgl. § 21 Abs. 3 LPLG THÜR. i.V.m. §§ 26a, 26b NATG Thür.). Hierzu müssen abweichend von der üblichen Systematik nicht nur Trassenkorridore, sondern genaue Trassenverläufe, ggf. einschließlich einzelner Bautenstandorte, betrachtet werden. Dies kann zu erheblichen Verzögerungen führen und entspricht auch nicht der Expertise der Raumordnungsbehörde. Daher sprechen gute Gründe dafür, die Detailprüfung dem Planfeststellungsverfahren vorzubehalten.

Darüber hinaus müssen bereits aus tatsächlichen Gründen oft bestimmte im Raumordnungsverfahren behandelte naturschutzrechtliche Fragen erneut im Planfeststellungsverfahren aufgeworfen werden. Durch den häufig großen zeitlichen Abstand zwischen beiden Verfahren können sich umweltrelevante Gegebenheiten in der Zwischenzeit verändern, so dass es in der Praxis kaum vorkommt, dass bestimmte Bereiche, die in der raumordnerischen Umweltverträglichkeitsprüfung noch als bedenkenlos eingestuft wurden, nicht im anschließenden Planfeststellungsverfahren Anlass zu detaillierten erneuten Prüfungen geben.

Somit sind bestimmte naturschutzrechtliche Fragen sowohl im Raumordnungs- als auch im Planfeststellungsverfahren zu prüfen. Eine Abschichtung damit nur begrenzt möglich. Dennoch erscheint der zweistufige Verfahrensablauf mit Umweltverträglichkeitsprüfung sowohl im Raumordnungsverfahren als auch im anschließenden Planfeststellungsverfahren grundsätzlich sinnvoll. Auf diese Weise lassen sich bereits in einem frühen Verfahrensstadium wichtige Aspekte für die Festlegung der Trassenkorridore einbeziehen, um anschließend in einem darauf aufbauenden Verfahren auf einer zweiten Stufe für die erarbeitete Vorzugstrasse die Details zu ermitteln. Für dieses Vorgehen spricht auch das Frühzeitigkeitsgebot, nach dem die Umweltauswirkungen eines Projektes so früh wie möglich zu berücksichtigen sind (vgl. Abs.1 Präambel UMWELTVERTRÄG-

LICHKEITSRICHTLINIE). Das hat nicht nur den Vorteil, dass mögliche Auswirkungen auf die Umwelt bereits zu einem Zeitpunkt einbezogen werden, zu dem die Standortfrage noch beeinflussbar ist, sondern ermöglicht dem Vorhabenträger gleichzeitig, bereits in einem frühen Verfahrensstadium die wesentlichen Konfliktbereiche auszumachen (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 18 m.w.N.).

#### Empfehlungen:

1. Auch soweit eine formalisierte UVP im Raumordnungsverfahren nicht originär vorgeschrieben ist (Erdleitungen), ist ihre Durchführung empfehlenswert, um die Abschtungswirkung des § 16 Abs. 2 UVPG in Anspruch nehmen zu können.
2. Die im Landesrecht teilweise vorgesehene kleinräumige Beurteilung von Umweltauswirkungen bereits im Rahmen der raumordnerischen UVP sollte überdacht werden.

### 4.1.5 Erdleitungen

#### 4.1.5.1 Zulässigkeit der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene

Eine Auswahl zwischen der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung kommt in der Raumordnung nur in Betracht, wenn beide Varianten möglich sind, insbesondere die Erdleitungsvariante nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsprüfung ausgeschlossen ist.

Ausdrücklich zugelassen ist die Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene im Rahmen des § 2 EnLAG („können als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden“). Erfasst werden vier der Leitungen bzw. Leitungsabschnitte, für die gemäß Anhang zum EnLAG ein vordringlicher Bedarf besteht, als Pilotvorhaben zu Testzwecken. Zudem müssen die Voraussetzungen des § 2 Abs. 2 EnLAG, insbesondere die Beschränkung auf eine Teilverkabelung, vorliegen.

Den § 17 Abs. 2a i.V.m. § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG ist weiterhin zu entnehmen, dass die Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene für die Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungsnetzes zulässig ist. Denn § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG sieht ein Planfeststellungsverfahren auch für Erdkabel ohne Einschränkung hinsichtlich der Netzspannung vor. Die im Gesetzentwurf der Bundesregierung zunächst vorgesehene Beschränkung auf eine Nennspannung bis 150 kV (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 7) wurde auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses wieder gestrichen (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 5, 19). Ebenso kommt die Erdverkabelung für grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen außerhalb der Anbindungsleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG in Betracht, vgl. § 43 S. 1 Nr.

4 EnWG. Zur Neuregelung des § 12e Abs. 3 EnWG durch das Energiepaket 2011 vgl. unten Abschn. 4.2.2.9.

Außerhalb der genannten Projekte ist die Möglichkeit der Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene problematisch. Nach der Begründung zum EnLAG trifft dieses eine abschließende Regelung hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 18; ebenso zur Neufassung des § 2 Abs. 2 EnLAG Bericht WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6). Dies könnte nicht nur auf die Gesetzgebungskompetenz der Länder bezogen werden (dazu etwa LECHER (2010), S. 43 ff.; HERMANN / AUSTERMANN (2010), S. 176 f.), sondern auch auf die Befugnis der Übertragungsnetzbetreiber zu einer weitergehenden Erdverkabelung. In diesem Sinne heißt es etwa in der Gesetzesbegründung zum EnLAG, § 2 Abs. 2 EnLAG regelt, unter welchen Voraussetzungen die Teilverkabelung „erfolgen darf“ (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16). Die niedersächsische Landesregierung führte aus, außerhalb dieser Pilotstrecken seien Planfeststellungsanträge für Teilverkabelungen auf der Höchstspannungsebene nicht zugelassen (NDS. POSITIONSPAPIER (2010), S. 1), die Genehmigung erfolge nach § 43 EnWG (NETZ-AUSBAUANALYSE NIEDERSACHSEN (2011), S. 7). Dies deutet auf die Annahme hin, außerhalb der vier Pilotvorhaben komme nur ein Freileitungsbau in Betracht, der nach § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG der Planfeststellung unterliegt, nicht aber eine Erdverkabelung, für die Einzelgenehmigungen erforderlich wären, weil § 43 EnWG diese Fallgestaltungen nicht erfasst.

Der abschließende Charakter ist aber jedenfalls im Hinblick auf die vorstehend angesprochene Regelung des § 17 Abs. 2a i.V.m. § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG nicht überzeugend. Wie ausgeführt, ist eine Erdverkabelung gemäß § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG für die Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungsnetzes zulässig, ohne dass Höchstspannungsleitungen ab 380 kV ausgeschlossen wären. Zwar sprach die Gesetzesbegründung zunächst von dem abschließenden Charakter der Regelung des § 2 EnLAG hinsichtlich der Verlegung von Erdkabeln mit einer Nennspannung von 380 kV (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 18). Dies war im Hinblick auf die beabsichtigte Einschränkung des § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG auf Hochspannungsleitungen mit einer Nennspannung bis 150 kV (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 7) auch konsequent. Wie ausgeführt, wurde diese Einschränkung auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses jedoch nicht übernommen, und zwar mit dem ausdrücklichen Hinweis, dass künftige Offshore-Anbindungsleitungen infolge der technologischen Entwicklung möglicherweise mit einer höheren Nennspannung betrieben werden könnten (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 19). Damit erfasst § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG auch 380 kV-Erdleitungen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen. Ebenso ist die Erdverkabelung auch für grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen außerhalb der Anbin-

dungsleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG nicht ausgeschlossen, vgl. § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG.

Auch außerhalb der EnLAG-Pilotvorhaben und der Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 und 4 EnWG ist fraglich, ob den gesetzlichen Regelungen, insbesondere § 2 EnLAG, ein Verbot der Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene entnommen werden kann. Gemäß § 2 Abs. 1 EnLAG „können“ die dort genannten vier Leitungen nach Maßgabe des § 2 Abs. 2 EnLAG als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, „um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen“. Ein ausdrückliches Verbot der Erdverkabelung außerhalb dieser Tatbestände ist nicht geregelt. Vielmehr sieht der Gesetzgeber Vorteile für die EnLAG-Pilotvorhaben vor, insbesondere die optionale Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens sowie die erweiterte Kostenanerkennung und einen bundesweiten Kostenausgleich im Rahmen der Anreizregulierung. Ein Verbot weitergehender Erdverkabelung könnte dem Gesetz aber möglicherweise implizit entnommen werden, insbesondere aufgrund eines Umkehrschlusses zu § 2 Abs. 1 EnLAG (d.h. andere Vorhaben „können“ nicht erdverkabelt werden) und unter Berücksichtigung der Gesetzesmaterialien (Hinweis auf abschließenden Charakter des EnLAG). In der Folge soll daher untersucht werden, ob ein solches Verständnis des § 2 EnLAG überzeugend wäre.

Bei der erforderlichen Auslegung des § 2 EnLAG ist zu berücksichtigen, dass die mit einem Verbot verbundene Einschränkung der wirtschaftlichen Handlungsfreiheit der Übertragungsnetzbetreiber durch einen Zweck gerechtfertigt sein müsste, der dem verfassungsrechtlichen Grundsatz der Verhältnismäßigkeit genügt. Das Verbot der Erdverkabelung müsste also zur Erreichung dieses Zwecks geeignet, erforderlich und angemessen sein. Entsprechend der Fassung des § 2 Abs. 1 EnLAG, der kein ausdrückliches Verbot der Erdverkabelung vorsieht, wird auch ein damit etwa verfolgter Zweck nicht ausdrücklich benannt. Eine Beurteilung kann daher nur auf die zu vermutenden Zwecke des Gesetzgebers eingehen.

Der Hinweis auf den Pilotcharakter der vier EnLAG-Vorhaben sowie auf die Gewinnung energiewirtschaftlicher Erfahrungen (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16) könnte zunächst die Überlegung nahelegen, dass die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze gewährleistet werden soll, indem die auf Höchstspannungsebene kaum erprobte Erdverkabelungstechnik untersagt und damit die Gefahr von Netzausfällen verringert wird. Eine derartige Rechtfertigung begegnet allerdings Zweifeln unter dem Gesichtspunkt der Erforderlichkeit. Da das EnLAG die Möglichkeit der Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten von vier wesentlichen Höchstspannungstrassen (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16: sehr bedeutende Leitungen für den Stromtransport in Nord-Süd-Richtung) vorsieht, ist nicht ohne weiteres ersichtlich, dass eine Erdverkabelung unter entsprechenden Voraussetzungen nicht auch auf anderen



Teilabschnitten zulässig sein könnte. Zudem steht nicht die Pflicht zur Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene in Rede, sondern lediglich die Befugnis des Netzbetreibers, im Rahmen seiner Systemverantwortung nach §§ 12 f. EnWG ggf. auch eine Erdverkabelung zu wählen. Schließlich hatte jedenfalls das Land Niedersachsen mit Erlass des niedersächsischen Erdkabelgesetzes und der Bestimmungen im Landesraumordnungsprogramm 2008 zum Ausdruck gebracht, dass es eine Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene grundsätzlich für zulässig, wenn nicht geboten hält (dazu unten 4.1.5.2.3).

Soweit der Zweck der Regelung in der Beschränkung der wirtschaftlichen Auswirkungen der Erdverkabelung, d.h. der hierdurch verursachten Mehrkosten und damit erhöhten Netzentgelten, zu sehen sein sollte, wäre ein darauf gestütztes Verbot der Erdverkabelung gleichfalls problematisch. Insoweit würde eine Beschränkung der Kostenanerkennung in der Anreizregulierung als milderer Mittel ausreichend erscheinen. Insbesondere ist jedenfalls dann kein Grund ersichtlich, die Erdverkabelung auszuschließen, wenn die anfallenden Mehrkosten von interessierter Seite übernommen werden, z.B. von Kommunen oder Unternehmen, wie dies in der Praxis vorkommt (z.B. Flughafenausbau Frankfurt/Main).

Denkbar wäre schließlich, dass ein Verbot der Erdverkabelung die Übertragungsnetzbetreiber vor weiterreichenden Ansinnen auf Erdverkabelung von politischer Seite oder von Seiten der betroffenen Anwohner und Kommunen schützen soll, da die Übertragungsnetzbetreiber sich diesen Wünschen möglicherweise nur schwer entziehen könnten. Auch ein derartiger Zweck erscheint allerdings problematisch, da die Ablehnung der Erdverkabelung bei fehlender Kostenanerkennung auch für Politik und Betroffene nachvollziehbar sein dürfte und eine derartige Regelung daher als milderer Mittel ausreicht.

Weitere Zwecke, die mit einem Verbot der Erdverkabelung erreicht werden sollen, lassen sich der Gesetzesbegründung zum EnLAG nicht entnehmen. Dies schließt zwar die Möglichkeit nicht vollständig aus, dass mit entsprechender Begründung ein Verbot weitergehender Erdverkabelung verhältnismäßig erscheinen könnte. Eine solche Beurteilung bedürfte allerdings genauer Begründung. In der Literatur ist zudem auf weitere Gesichtspunkte hingewiesen worden, die ein Verbot der Erdverkabelung problematisch erscheinen lassen. Das ansonsten durch zunehmenden Wettbewerb geprägte Energierecht solle auch im Bereich der Erdverkabelung die Marktteilnehmer in den Mittelpunkt stellen und nicht die für den Netzausbau zuständigen Unternehmen einschränken. Für die Zulässigkeit der Erdverkabelung sprächen im Ergebnis auch das Grundrecht auf Leben und körperliche Unversehrtheit nach Art. 2 Abs. 2 S. 1 GG, die Staatszielbestimmung des § 20a GG (Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen und der Tiere) sowie der Aspekt der Konfliktminimierung im Raumordnungsrecht (HERMANN / AUSTERMANN (2010), S. 177 ff.).



Nach den vorstehenden Überlegungen erscheint im Ergebnis die Auffassung nahe-liegender, dass eine Erdverkabelung außerhalb der vier EnLAG-Pilotvorhaben und der Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 und 4 EnWG nicht von vornherein ausgeschlos-sen ist. Es entfällt lediglich die Anwendung bestimmter rechtlich vorteilhafter Re-gelungen, die der Gesetzgeber nur für die vorstehend genannten Fallgestaltungen vorgesehen hat. Dies sind insbesondere:

- Möglichkeit des Planfeststellungsverfahrens auch für den Erdleitungsab-schnitt,
- ausdrückliche Anerkennung der Möglichkeit zur Genehmigung eines Inves-titionsbudgets,
- Anerkennung der Mehrkosten für Erdverkabelung als dauerhaft nicht beein-flussbare Kostenanteile in der Anreizregulierung auch außerhalb eines In-vestitionsbudgets (bei § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG nicht vorgesehen),
- bundesweiter Ausgleich der Netzausbaukosten (bei EnLAG-Pilotvorhaben be-schränkt auf die Mehrkosten für die Erdverkabelung, bei § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG nicht vorgesehen).

Insbesondere die Kostenanerkennung im Rahmen der Anreizregulierung ist daher stark eingeschränkt. Dies schließt für sich betrachtet aber nicht die Zulässigkeit der Erdverkabelung aus, sondern macht nur deren Realisierung praktisch weniger wahrscheinlich. Ebenso erschwert auch die fehlende Möglichkeit eines Plan-feststellungsverfahrens zwar die Durchführung einer Erdverkabelung, macht diese aber nicht von vornherein unzulässig.

#### **4.1.5.2 Regelung im Rahmen der Raumordnung**

##### **4.1.5.2.1 Bezug zur Raumordnung**

Die Entscheidung zwischen Frei- oder Erdleitungen kann Auswirkungen auf die Raumnutzung haben, die eine Verbindung zum Raumordnungsrecht begründen. Dies betrifft zum einen den Trassenverlauf, der bei Frei- oder Erdleitung unter-schiedlich ausfallen kann. Zum anderen entstehen im Falle von Frei- oder Erdlei-tungen unterschiedliche Betroffenheiten, die zu unterschiedlichen Beurteilungen im Hinblick auf bestimmte Raumnutzungen führen können. So sind unterschied-liche Umweltauswirkungen zu erwarten. Unterschiedliche Restriktionen können sich auch etwa hinsichtlich landwirtschaftlicher Nutzung, Flughafenbau oder Rohstoffgewinnung ergeben und erhebliche Auswirkungen bereits auf raumordnerischer Ebene haben. Insbesondere Niedersachsen trifft deshalb im Rahmen seines Raumordnungsrechts Regelungen zur Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen.

#### **4.1.5.2.2 Regelungspraxis**

Derzeit sieht das niedersächsische Raumordnungsrecht bei Siedlungsannäherung wie auch im Falle der Querung von Landschaftsschutzgebieten eine Pflicht zur Erdverkabelung vor (Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 6-9 LROP Niedersachsen 2008). Hiermit sollen Ziele der Raumordnung festgelegt werden, die gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 ROG von der Genehmigungsbehörde (i.d.R. Planfeststellungsbehörde) bei ihrer Entscheidung zu beachten sind (näher unten Abschn. 4.1.5.2.3). Dementsprechend wird in Niedersachsen in den Unterlagen für das Raumordnungsverfahren eine detaillierte Auseinandersetzung mit möglichen Verkabelungsabschnitten gefordert.

Nordrhein-Westfalen hingegen verlangt vom Vorhabenträger eine solche Auseinandersetzung im Raumordnungsverfahren nicht. Allerdings empfiehlt die Planungsbehörde in ihrer raumordnerischen Beurteilung ggf. bei siedlungs- und naturschutzrechtlich sensiblen Bereichen eine Verkabelung, um zu dokumentieren, dass die bei einer Ausführung als Freileitung ggf. entstehenden Probleme an der Stelle beherrschbar sind.

In der Schweiz ist die Entscheidung, ob eine 240/400 kV-Leitung als Freileitung zu führen ist oder (ggf. auch nur auf Teilabschnitten) verkabelt werden soll, bereits so früh wie möglich abschließend zu treffen. Maßgebliches Verfahren ist damit das Verfahren zur Festsetzung des Leitungsbauprojekts im (Bundes-)Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL-Verfahren). Das SÜL-Verfahren hat zum Ziel, den Leitungsbaubedarf und die Korridorvarianten von Starkstromleitungen zu beurteilen, Konflikte auf übergeordneter Stufe aufzudecken und zu bereinigen, den am besten geeigneten Korridor für geplante Leitungsbauvorhaben zu bestimmen und durch Koordination mit anderen Nutzungen (vor allem Verkehr, Siedlung, Landschaft) das bestehende schweizerische Übertragungsnetz zu optimieren. Es entspricht damit dem deutschen Raumordnungsverfahren. Begründet wird die frühe Entscheidungsfindung damit, dass sogenannte no go's bereits im SÜL-Verfahren erkannt werden und zu Projektvarianten führen sollen. Zur Beurteilung der Verkabelungsfrage wird ein standardisiertes Schema angewendet (MERKER (2010), S. 60).

#### **4.1.5.2.3 Die Regelung des niedersächsischen LROP**

Die Regelung des niedersächsischen Raumordnungsrechts, die bei Siedlungsannäherung wie auch im Falle von Landschaftsschutzgebieten die Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung vorsieht (Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 6-9 LROP Niedersachsen 2008), ist problematisch. Dies betrifft sowohl die Festlegung eines derartigen Ziels der Raumordnung als auch dessen Beachtlichkeit im nachfolgenden Genehmigungsverfahren (insbesondere Planfeststellungsverfahren). Zusätzliche Schwierig-

keiten bereitet die Vereinbarkeit mit bundesrechtlichen Vorgaben, insbesondere zur beschränkten Erdverkabelung nach § 2 EnLAG und zur Kostenanerkennung nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

#### **4.1.5.2.3.1 Begründung des niedersächsischen LROP**

Die niedersächsische Regelung stützt sich in Fällen der Siedlungsannäherung auf die Überlegung, dass der raumordnerische Auftrag zum Interessenausgleich und zur Konfliktminimierung zwischen Siedlungsstruktur, Infrastruktur und Freiraumschutz auf eine großräumige Betrachtung abzielt und insoweit über das Fachrecht hinausgehen kann. Bei Wohngebäuden im Außenbereich sei im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit der Abstandsregelung von 200 m im Einzelfall zu prüfen, ob ein gleichwertiger vorsorgender Schutz der Gesundheit und der Wohnumfeldqualitäten auch gewährleistet werden kann, wenn der Abstand in besonders gelagerten Einzelfällen geringfügig unterschritten wird (z.B. wegen topographischer Besonderheiten). Die Möglichkeiten eines Zielabweichungsverfahrens für atypische Einzelfälle, die bei der Festlegung der Mindestabstände nicht gesehen wurden, bleiben unberührt (Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 6-8 LROP Niedersachsen 2008).

Im Hinblick auf den Natur- und Landschaftsschutz wird eine Regelung für Naturschutzgebiete und Natura-2000-Gebiete als verzichtbar angesehen, da diese bereits aufgrund fachspezifischer naturschutzrechtlicher Regelungen so stark geschützt seien, dass eine Verlegung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen grundsätzlich nicht in Betracht komme. Für Landschaftsschutzgebiete wird eine Regelung hingegen wegen des geringeren fachrechtlichen Schutzes für erforderlich gehalten. Die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungen widerspreche der besonderen Funktion der Landschaftsschutzgebiete für das Landschaftserleben sowie für Freizeit und Erholung in der Landschaft. Als möglich angesehen werden wiederum Zielabweichungsverfahren für atypische Einzelfälle (Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Satz 9 LROP Niedersachsen 2008).

Die beschreibende Darstellung im Landesraumordnungsprogramm macht durch die Verwendung von Fettdruck (zur dessen Bedeutung vgl. LROP Niedersachsen 2008 Anlage 1 S. 3) deutlich, dass die Erdverkabelung bei Unterschreitung der Abstände zur Wohnbebauung bzw. bei Querung eines Landschaftsschutzgebietes als Ziel der Raumordnung verstanden wird und damit bindend für die Genehmigungsbehörde sein soll. Dem entspricht die präzise Normierung der Vorgaben (Abstände bzw. Querung eines Landschaftsschutzgebietes) und etwaiger Ausnahmen (gleichwertiger Schutz im Außenbereich). Dementsprechend verweisen die dargestellten Erläuterungen auf die Möglichkeit von Zielabweichungsverfahren.

#### 4.1.5.2.3.2 Anerkennung als Ziel der Raumordnung?

Eine Vorgabe der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung begegnet Bedenken. Für die Fälle der Siedlungsannäherung ist zu bedenken, dass bei der raumordnungsrechtlichen Beurteilung neben dem Schutz der Siedlungsgebiete auch die Nutzungsinteressen in den sonstigen berührten Gebieten einbezogen werden müssen. Die Erdverkabelung muss angesichts ihrer andersartigen Auswirkungen aber nicht stets die vorzugswürdige Variante sein. Die Begründung spricht daher auch ausdrücklich die Möglichkeit eines gleichwertigen Schutzes im Außenbereich sowie von Zielabweichungsverfahren an. Für Landschaftsschutzgebiete ist die Vorgabe der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung angesichts ihrer Ausdehnung mit 20,3 % der Landesfläche Niedersachsens (vgl. Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Satz 9 LROP Niedersachsen 2008) besonders problematisch. Auch hier wird ausdrücklich die Möglichkeit von Zielabweichungsverfahren angesprochen.

Darüber hinaus wirft die Festlegung der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung insbesondere in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht Fragen auf. Diese gewinnen aufgrund einer systematischen Betrachtung besondere Relevanz. Die Regelung des Abschn. 4.2 Ziffer 07 Satz 5 LROP Niedersachsen 2008 sieht Ausnahmen von der Erdverkabelung insbesondere dann vor, wenn die unterirdische Verlegung nicht dem Stand der Technik entspricht oder wirtschaftlich nicht vertretbar ist. Nach der Begründung kann die wirtschaftliche Vertretbarkeit insbesondere dann fehlen, wenn die Mehrkosten für unterirdische Übertragungssysteme vom Netzbetreiber nicht auf die Netzgebühren umgelegt werden können (Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 4 und 5 LROP Niedersachsen 2008). Die genannten Ausnahmen sollen lediglich für Fälle der Siedlungsannäherung oder der Querung von Landschaftsschutzgebieten keine Anwendung finden. Es ist aber nicht ohne Weiteres ersichtlich, dass die Aspekte der technischen Zuverlässigkeit und der Anerkennungsfähigkeit der Mehrkosten in diesen Fällen so stark zurücktreten, dass der Erdverkabelung stets der Vorrang einzuräumen ist.

Vor diesem Hintergrund ist weiter zu berücksichtigen, dass die abschließende Entscheidung über die Ausführung einer Höchstspannungsleitung als Erdleitung Aufgabe der Genehmigungsbehörde ist. Diese hat nach § 4 Abs. 1 S. 1 ROG die Ziele der Raumordnung „zu beachten“. Dies gilt auch für Planfeststellungsverfahren (oder Plangenehmigungsverfahren) hinsichtlich der Zulässigkeit raumbedeutsamer Planungen oder Maßnahmen von Personen des Privatrechts, also auch privater Netzbetreiber (vgl. § 4 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 ROG). Damit dürfen Leitungsvorhaben nicht planfestgestellt werden, die den Zielen des niedersächsischen Raumordnungsrechts widersprechen. Die Planfeststellungsbehörde hätte damit grundsätzlich keine Möglichkeit, die Ausführung als Freileitung zu genehmigen, außer im Falle eines Zielabweichungsverfahrens oder bei Unwirksamkeit der Zielfestlegung.

In der Literatur wird insoweit hervorgehoben, dass der Charakter einer raumordnerischen Festlegung als Ziel der Raumordnung nicht allein auf die Erklärung des Planungsträgers gestützt werden kann, sondern anhand der materiellen Kriterien des § 3 Nr. 2 ROG ermittelt werden muss (ZIEKOW (2004), Rn. 588). Danach muss es sich um eine verbindliche Vorgabe in Form von räumlich und sachlich bestimmten oder bestimmbar, vom Träger der Raumordnung abschließend abgewogenen textlichen oder zeichnerischen Festlegungen in Raumordnungsplänen handeln. § 7 Abs. 2 ROG bestimmt insoweit, dass bei der Aufstellung der Raumordnungspläne die öffentlichen und privaten Belange, soweit sie auf der jeweiligen Planungsebene erkennbar und von Bedeutung sind, gegeneinander und untereinander abzuwägen sind und dass bei der Festlegung von Zielen der Raumordnung abschließend abzuwägen ist.

Zweifel an dem abschließenden Charakter der Abwägung könnten hier die oben genannten Bedenken gegen die Verankerung der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung begründen, insbesondere der systematische Zusammenhang mit der in Abschn. 4.2 Ziffer 07 Satz 5 LROP Niedersachsen 2008 grundsätzlich anerkannten Relevanz des Standes der Technik und der wirtschaftlichen Vertretbarkeit. Auch unabhängig von der grundsätzlichen Anerkennung eines Zieles der Raumordnung sind Auslegungszweifel jedenfalls insoweit zu berücksichtigen, als sie einen weitergehenden Spielraum für die Planfeststellungsbehörde eröffnen können (vgl. auch GOPPEL (2010), § 6 Rn. 17 f.). Generell zeichnen sich Ziele der Raumordnung überwiegend durch einen nur grobmaschigen Rahmen für die Fachplanung aus (ZIEKOW (2004), Rn. 590). Insoweit bestehen Zweifel, ob die Erdverkabelung unter den genannten Voraussetzungen (Unterschreitung der Abstände, Querung eines Landschaftsschutzgebietes) stets als Ziel der Raumordnung anzusehen ist.

Zudem sind die bundesrechtlichen Vorgaben zur Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen zu beachten, insbesondere die Regelungen des EnLAG und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Auf bundesrechtlicher Ebene ist die Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene bewusst restriktiv ausgestaltet und nur im Zusammenhang mit der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen (§ 17 Abs. 2a, § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG) und als Teilverkabelung für die vier EnLAG-Pilotvorhaben bei Siedlungsannäherung (§ 2 EnLAG) vorgesehen. Für die Querung von Landschaftsschutzgebieten beschränkt sich die Regelung der Erdverkabelung auf die Rennsteig-Trasse und ist für niedersächsische Landschaftsschutzgebiete überhaupt nicht vorgesehen.

Wie ausgeführt, schließt die restriktive Fassung der genannten Vorschriften die Erdverkabelung auf anderen Streckenabschnitten zwar nicht aus (oben Abschn. 4.1.5.1). Wohl aber bestehen Bedenken gegen eine generelle Ausweitung der Erdverkabelungspflicht kraft Landes-Raumordnungsrecht, insbesondere auch außer-



halb der vier EnLAG-Pilotvorhaben und in sämtlichen Landschaftsschutzgebieten. Insoweit gerät die raumordnungsrechtliche Kompetenz des Landes (Abweichungsgesetzgebung nach Art. 72 Abs. 3 Nr. 4, 74 Abs. 1 Nr. 31 GG) in Konflikt mit der energiewirtschaftlichen Kompetenz des Bundes nach Art. 72 Abs. 2, 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (WEYER (2009a), S. 215). Hierbei ist zu beachten, dass Raumordnungsrecht nicht genutzt werden darf, um Ziele des Energiewirtschaftsrechts – anstelle von Zielen des Raumordnungsrechts – festzulegen (HOPPE (2001), S.84; vgl. auch ZIEKOW (2004), Rn. 591).

Jedenfalls aber entfallen bestimmte Vorteile wie insbesondere die gesicherte Anerkennung der Mehrkosten der Erdverkabelung in der Anreizregulierung. Insoweit ist nicht ersichtlich, dass die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde die Mehrkosten der Erdverkabelung außerhalb der bundesgesetzlich geregelten Fälle stets anerkennen könnte oder gar müsste (zur Anerkennungsfähigkeit näher unten Abschn. 6.3). Vielmehr erscheint es aus energiewirtschaftsrechtlicher Sicht zulässig, die Mehrkosten der Erdverkabelung nur in eingeschränktem Umfang anzuerkennen. Dies gilt umso mehr, wenn und weil die Kostenwirkungen sich nicht auf Niedersachsen beschränken, sondern alle Netznutzer der jeweiligen Regelzone (hier: TenneT) treffen, also etwa auch in Hessen oder Bayern. Im Ergebnis erscheint es argumentativ kaum darstellbar, die Genehmigungsfähigkeit eines Leitungsvorhabens in Teilabschnitten auf die Variante der Erdverkabelung zu beschränken, wenn der Netzbetreiber die resultierenden Mehrkosten nicht auf die Netzkosten umlegen darf. Im Übrigen kann eine bundesweite Kostenumlage, wie sie in den gesetzlich geregelten Fällen (Offshore-Anbindungen, EnLAG-Pilotvorhaben) vorgesehen ist, unstrittig nicht durch niedersächsisches Landesrecht begründet werden.

Vor diesem Hintergrund erscheint es naheliegend, die Vorgaben des niedersächsischen Raumordnungsrechts zur Erdverkabelung entweder nicht als Ziele der Raumordnung anzusehen oder aber der Planfeststellungsbehörde einen weitergehenden Spielraum zur Ausgestaltung des Ziels unter Zulassung der Freileitungsvariante einzuräumen.

#### **4.1.5.2.4 Fazit**

Aufgrund der aufgezeigten raumordnerischen Auswirkungen der Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung sollte die Frage der Erdverkabelung bereits auf der Ebene der Raumordnung in die Betrachtung einbezogen werden, sofern diese Frage nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung geregelt worden ist. Dies bedeutet jedoch nicht, dass bereits auf der Ebene der Raumordnung eine abschließende Entscheidung getroffen werden sollte. Eine generelle Regelung zu Erdverkabelungsabschnitten auf der Ebene der Raumordnung begegnet Bedenken,



weil eine abschließende Abwägung der öffentlichen und privaten Belange in aller Regel noch nicht möglich ist. Jedenfalls auf der folgenden Ebene des Genehmigungsverfahrens müssen zudem weitere Gesichtspunkte berücksichtigt werden und können zu einer abweichenden Entscheidung führen. Dies betrifft insbesondere die (fehlende) Kostenanerkennung in der Anreizregulierung und die Restriktionen des Einsatzes von Erdleitungen, die sich auf bundesrechtlicher Ebene für den Ausbau der Höchstspannungsnetze ergeben.

Die raumordnerische Beurteilung sollte aber zu der Frage Stellung nehmen, ob an den für eine Erdverkabelung in Frage kommenden Abschnitten des Trassenkorridors sowohl Freileitungen als auch Erdleitungen raumordnerisch möglich wären. Damit wird sichergestellt, dass die Genehmigungsbehörde – bei Entscheidung für eine andere technische Ausführung als von der Raumordnungsbehörde zu Grunde gelegt – die Festlegung des Trassenkorridors nicht erneut in Frage stellen muss.

#### Empfehlungen:

1. Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stellung nehmen.
2. Eine abschließende Auswahlentscheidung für Erdverkabelung auf der Ebene der Raumordnung ist sehr problematisch.

#### 4.1.5.3 Verfahrensunterlagen

Wenn die Frage der Erdverkabelung auf der Raumordnungsebene geprüft werden sollte, ist zu erwägen, ob und inwieweit der Vorhabenträger rechtlich verpflichtet ist, sich mit der Verkabelung in den Verfahrensunterlagen auseinandersetzen.

Die Anforderungen an die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren finden sich in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG. Dort heißt es, Gegenstand der Prüfung nach Satz 2 seien auch die vom Träger der Planung oder Maßnahme eingeführten Standort- oder Trassenalternativen. Danach wird die raumordnerische Prüfung auf solche Standort- oder Trassenalternativen beschränkt, die der Vorhabenträger selbst in das Verfahren einbringt. Die Raumordnungsbehörde kann grundsätzlich keine Alternativen von Amts wegen untersuchen. Sie kann aber dem Vorhabenträger einen Hinweis erteilen, eine naheliegende Alternative in das Raumordnungsverfahren einzuführen. Das Raumordnungsverfahren hat neben der Feststellung der Vereinbarkeit verschiedener Raumnutzungen die Aufgabe, raumrelevante Vorhaben aufeinander abzustimmen. Dies beinhaltet nicht nur den Abgleich mehrerer

Vorhaben untereinander, sondern auch die Vorabklärung der Genehmigungschancen, indem bereits die Voraussetzungen der einzelnen fachgesetzlichen Genehmigungsverfahren in die Abwägung mit einbezogen werden (dazu oben 4.1.4.3).

Fachgesetzlich wird die Genehmigung von Erdverkabelungsabschnitten in erster Linie vom EnLAG geprägt. Mit den EnLAG-Pilotvorhaben soll Teilerdverkabelung auf Höchstspannungsebene erprobt werden. Die geplante Trasse muss also in den Bereichen, in denen möglicherweise die Voraussetzungen für eine Erdverkabelung nach dem EnLAG erfüllt sein könnten, auf raumordnerischer Ebene auch als Teilerdverkabelung mit den Erfordernissen der Raumordnung übereinstimmen. Daher ist die Variante einer kombinierten Frei- und Erdleitungstrasse eine bei den EnLAG-Pilotvorhaben ernsthaft in Betracht kommende vernünftige Alternative, die vom Vorhabenträger zwingend in die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren einzubeziehen ist. Weigert sich der Vorhabenträger trotz eines entsprechenden Hinweises der Raumordnungsbehörde, diese Alternative in das Raumordnungsverfahren einzuführen, so riskiert er erhebliche Verzögerungen und, da das nachfolgende Planfeststellungsverfahren eine Alternativenprüfung verlangt, sogar eine ablehnende Zulassungsentscheidung (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 36). Dies ist vergleichbar mit dem oben angesprochenen Schweizer Modell. Danach muss der Vorhabenträger für Schutz- und Siedlungsgebiete in der Regel immer beide Leitungsbauvarianten ernsthaft entwickeln; andernfalls kann die Festsetzung des Leitungsbauprojekts im (Bundes-) Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) vorab verweigert werden (MERKER (2010), S. 61).

Nach der EnLAG-Änderung 2011 kann die zuständige Genehmigungsbehörde vom Netzbetreiber verlangen, eine Teilerdverkabelung bei den Pilotvorhaben vorzunehmen. Für das Raumordnungsverfahren kann hieraus allerdings noch keine Pflicht zur Vorlage entsprechender Verfahrensunterlagen abgeleitet werden, da die Planungsbehörde im Raumordnungsverfahren nicht an Stelle der Genehmigungsbehörde eine Erdverkabelung verlangen kann. Allerdings macht diese Regelung nochmals deutlicher, dass der Netzbetreiber sich bei geeigneten Abschnitten mit der Verkabelung in den Verfahrensunterlagen auseinandersetzen muss.

## **4.2 Energiepaket 2011: Bundesfachplanung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen**

Das Energiepaket 2011 führt für Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend und grenzüberschreitend gekennzeichnet sind, eine Bundesfachplanung zur Bestimmung der Trassenkorridore ein. Diese ersetzt die bislang geltende Bestimmung im Wege der Raumordnung.

## **4.2.1 Grundsätzliche Bewertung der Bundesfachplanung**

### **4.2.1.1 Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG**

Der Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG erfasst grundsätzlich alle Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Ausgenommen und somit nicht Gegenstand der Bundesfachplanung sind ungeachtet eines länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Verlaufs die Vorhaben, die im EnLAG aufgeführt sind, § 2 Abs. 4 NABEG. Die überwiegend bereits laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für diese Leitungen sollen nach dem Willen des Gesetzgebers ohne Verzögerungen durch die neuen Regelungen des NABEG durch die Landesbehörden zügig zu Ende geführt werden (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23).

Der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG unterfallen gemäß § 2 Abs. 1 und § 4 S. 1 NABEG allerdings nur Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend "gekennzeichnet" sind. Welche Einschränkungen sich hieraus ergeben, lässt sich nicht zweifelsfrei bestimmen. Zum einen könnte die Ausnahme für EnLAG-Vorhaben nach § 2 Abs. 4 NABEG einen Verzicht auf die Kennzeichnung dieser Leitungen im Bundesbedarfsplangesetz nahelegen, um die Nichtanwendbarkeit des NABEG deutlich zu machen. Allerdings scheint der Verzicht auf eine Kennzeichnung nicht mit der Kennzeichnungsvorgabe des § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG vereinbar zu sein, die allgemein alle länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen erfasst.

Zum anderen könnten insbesondere die Höchstspannungsleitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone von der Kennzeichnung auszunehmen sein. Für die Offshore-Anbindungsleitungen sieht § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG eine Kennzeichnungspflicht gesondert vor, die sich nicht auf Höchstspannungsleitungen beschränkt, so dass sie möglicherweise von der Kategorie "länderübergreifend und grenzüberschreitend" zu trennen sind. In der Sache ergeben sich Unterschiede aufgrund der für die Ausschließliche Wirtschaftszone bestehenden Raumordnungspläne des Bundes (oben Abschn. 2.1.2.2). Zudem ist gemäß § 17 Abs. 2a und 2b EnWG jährlich ein spezieller Offshore-Netzplan durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern zu erstellen, der nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG insbesondere Trassenfestlegungen für die Anbindungsleitungen von Offshore-Anlagen, aber auch grenzüberschreitende Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander

enthalten soll. Dies legt bereits aufgrund der abweichenden Zuständigkeitsregelung nahe, diese Leitungen vom Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach § 4 ff. NABEG und dem Bundesnetzplan nach § 17 NABEG auszunehmen.

Im Ergebnis liegt nahe, dass der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG alle länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen unterfallen, soweit sie nicht im EnLAG-Bedarfsplan enthalten sind oder in der ausschließlichen Wirtschaftszone liegen. Ein Ermessen, welche dieser Leitungen im Bundesbedarfsplan als länderübergreifende oder grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen gekennzeichnet werden sollen, dürfte angesichts der Regelung des § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG nicht bestehen, auch wenn derartige Vorhaben im Einzelfall möglicherweise nicht von herausgehobener Bedeutung sind.

#### **4.2.1.2 Vorzüge einer Bundesfachplanung von Trassenkorridoren**

Die bislang durchgeführte Landesplanung von Trassenkorridoren kann Schwierigkeiten bereiten, wenn es sich um Vorhaben mit länderübergreifender Bedeutung handelt. In diesen Fällen könnte eine Bundesplanung vorzugswürdig erscheinen.

Der länderübergreifende Charakter kann sich insbesondere daraus ergeben, dass ein Leitungsprojekt durch mehrere Bundesländer verläuft. Die angedachte Schaffung eines Overlay-Netzes macht diese Planungsdimension besonders deutlich. Aber bereits derzeit gibt es eine größere Anzahl von Beispielen. In Deutschland erfordern derzeit insbesondere drei der vier EnLAG-Erdkabelpilotvorhaben eine länderübergreifende Abstimmung. Es handelt sich zum einen um die als Thüringer Strombrücke bezeichnete Leitung von Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt über Vieselbach in Thüringen und über Redwitz in Bayern weiter in den Raum Schweinfurt. Zu nennen ist weiter die Trasse Diele – Niederrhein, die von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen führt. Schließlich verläuft die Trasse Wahle – Mecklar durch Niedersachsen und Hessen.

Probleme, die bei den laufenden Verfahren aufgetreten sind und durch eine Festlegung der Trassenkorridore auf Bundesebene möglicherweise hätten behoben werden können, lassen sich exemplarisch anhand der Thüringer Strombrücke aufzeigen. Das Vorhandensein zweier möglicher Übergabepunkte zwischen Thüringen und Bayern führte dazu, dass sich Verzögerungen in Thüringen auf die Verfahren in Bayern übertrugen. Dort wurde wegen der zwei in Frage kommenden Übergabepunkte mit dem Beginn des Planfeststellungsverfahrens auf das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens in Thüringen gewartet (vgl. Anhang 6, Tabellen 4 und 5). In anderen Verfahren, etwa bei der Leitung Wahle – Mecklar, wurden geringere Probleme gesehen (vgl. Anhang 6 Tabellen 9 und 10).

Dies macht deutlich, dass über die Festlegung der Anfangs- und Endpunkte einer Trasse hinaus, wie sie der EnLAG-Bedarfsplan lediglich normiert, die zusätzliche Festlegung zumindest der Übergabepunkte zwischen den Ländern eine verfahrensbeschleunigende Wirkung haben kann. Im Falle der Thüringer Strombrücke trat die Problemstellung sogar noch weniger scharf hervor, weil im bayerischen Raumordnungsverfahren zwei alternative Trassenkorridore als vergleichbar geeignet beurteilt wurden und damit die Fortführung des Trassenkorridors in Thüringen jedenfalls möglich erschien. Noch schwieriger würde sich die Sachlage in dem hypothetischen Fall gestalten, dass der im einen Bundesland als vorzugswürdig angesehene Trassenkorridor an einem anderen Übergabepunkt endet als der im angrenzenden Bundesland als vorzugswürdig ermittelte Korridor.

Daneben spricht für eine bundesweite Festlegung von Trassenkorridoren die Möglichkeit einer länderübergreifenden Alternativenprüfung. Die raumordnerische Beurteilung auf Landesebene hat zur regelmäßigen Folge, dass Trassenkorridore in anderen Bundesländern keine Berücksichtigung finden. Zudem besteht die Gefahr, dass die raumordnerische Beurteilung durch das Argument, ein vorzugswürdiger Trassenkorridor verlaufe in einem anderen Bundesland, verzögert wird. Die Notwendigkeit einer länderübergreifenden Alternativenprüfung wird sich im Regelfall nur stellen, wenn das Leitungsvorhaben die Landesgrenzen überschreitet. In diesem Fall wäre es zweifelsfrei von der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG erfasst. Sollte der beantragte Trassenkorridor ausnahmsweise keine Landesgrenzen überschreiten, so könnte dennoch von einer "länderübergreifenden" Leitung gesprochen werden, da die Bedeutung der Leitungsplanung sich nicht auf ein Bundesland beschränkt und der Wortlaut gerade nicht auf "Landesgrenzen überschreitende" Leitungen – entsprechend den "grenzüberschreitenden" Leitungen – abstellt. Hierfür spricht auch, dass die Bundesnetzagentur nach § 8 Abs. 3 S. 2 NABEG nicht an den Antrag des Vorhabenträgers gebunden ist und dieser Gedanke bereits im Vorfeld bei der Anwendbarkeit des NABEG Berücksichtigung finden sollte.

Eine Bundeszuständigkeit könnte schließlich bei internationalen Leitungsprojekten wünschenswert erscheinen. Aus dem gemeinschaftsweiten ENTSO-E NEP (Anhang I S. 166 ff.) lassen sich zahlreiche grenzüberschreitende Projekt mit deutscher Beteiligung identifizieren. Beispiele sind ein Vorhaben von Ensdorf in Deutschland nach St. Amand in Frankreich, ein Projekt, das Vitkov in Tschechien mit dem deutschen Mechelenreuth verbinden soll, oder die Leitung, deren Verlauf als Fortsetzung der Trasse Diele – Niederrhein weiter nach Doetinchem in die Niederlande geplant ist. Angesichts der internationalen Dimension könnte das Tätigwerden von Bundesbehörden die Zusammenarbeit mit den Behörden der Nachbarstaaten erleichtern.



### **4.2.1.3 Bedenken gegen eine Bundesfachplanung von Trassenkorridoren**

#### **4.2.1.3.1 Koordinationsfragen**

Eine Bundesfachplanung von Trassenkorridoren sieht sich allerdings auch verschiedenen gewichtigen Einwänden ausgesetzt. Der Hinweis auf Vorhaben mit länderübergreifender Bedeutung passt im Ansatz nur auf eine beschränkte Zahl von Leitungsbauvorhaben. Eine ganze Reihe von Netzausbauvorhaben auf der Höchstspannungsebene wird weiterhin innerhalb der Grenzen eines Bundeslandes liegen und auch keine vorzugswürdigen Trassenkorridore in anderen Bundesländern erkennen lassen. Dem trägt das Energiepaket 2011 Rechnung, indem es die Bundesfachplanung (neben grenzüberschreitenden Vorhaben) auf länderübergreifende Höchstspannungsleitungen beschränkt. Daraus ergibt sich allerdings zugleich, dass parallele Behördenstrukturen aufgebaut werden müssen und die Zuständigkeit zwischen Bundesnetzagentur und Landesplanungsbehörden aufgeteilt ist.

Weniger überzeugend erscheint die Notwendigkeit einer Bundesfachplanung ohnehin für grenzüberschreitende Vorhaben. Etwaige Schwierigkeiten resultieren insoweit nicht so sehr aus der Landeszuständigkeit, sondern aus der fehlenden Abstimmung der Planungsverfahren (und Genehmigungsverfahren) diesseits und jenseits der Grenze.

Wesentlich erscheint im Ergebnis, ob sich für die angesprochenen Sachprobleme vorzugswürdige alternative Lösungsmöglichkeiten finden lassen. Hierfür kommt eine straffere Koordinierung interdependenter Landesplanungen in Betracht, wie vom Sachverständigenrat für Umweltfragen angesprochen (SRU (2011), Tz. 679), der sich letztlich allerdings für eine Bundeszuständigkeit ausgesprochen hat.

Die bisherigen Regelungen im Raumordnungsrecht sind sehr allgemein gehalten. Nach § 7 Abs. 3 ROG sind die Raumordnungspläne benachbarter Planungsräume aufeinander abzustimmen. Nach § 8 Abs. 3 ROG sind, wenn eine landesübergreifende Planung erforderlich ist, im gegenseitigen Einvernehmen die notwendigen Maßnahmen wie eine gemeinsame Regionalplanung oder eine gemeinsame informelle Planung zu treffen. Angedacht werden könnte daher ein spezieller Verfahrensablauf in Fällen länderübergreifender Bedeutung unter Beteiligung der Planungsbehörden der jeweiligen Bundesländer sowie einer Bundesbehörde, z.B. der Bundesnetzagentur. Der Bundesbehörde würde eine Koordinierungsfunktion zukommen, die auch die zügige Durchführung der Verfahrensschritte zur Klärung der länderübergreifenden Aspekte gewährleisten würde (vgl. auch NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 11 ff.). Lediglich als letzte Möglichkeit wäre eine Entscheidungskompetenz der Bundesbehörde vorzusehen. Diese könnte eingreifen, wenn die betroffenen Bundesländer innerhalb einer vorgegebenen Frist keine Ei-



nigung erzielen sollten oder auf gemeinsames Ersuchen der betroffenen Länder. Derartige Regelungen, die einen Übergang der Entscheidungskompetenz auf eine höhere Verbandsebene vorsehen, sind auch an anderer Stelle bekannt, wie etwa im Energieregulierungsrecht der Europäischen Union (vgl. Art. 8 Abs. 1 ACER-VO betreffend den Zugang zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen und deren Betriebssicherheit).

Eine solche Lösung könnte allerdings ebenfalls nicht alle Schwierigkeiten beheben. Insbesondere müsste, wenn der Netzausbaubedarf im Raumordnungsverfahren thematisiert wird, die Bedarfsermittlung von der Planungsbehörde vertreten werden, die ihrerseits nicht selbst hierüber entschieden hat. Dies lässt sich allerdings durch Hinzuziehung von Vertretern der für die Bedarfsermittlung zuständigen Bundesnetzagentur, teilweise ausgleichen. Nicht von der Hand zu weisen, ist auch die Möglichkeit, dass bei fehlender Einigung der betroffenen Landesplanungsbehörden zunächst eine weitere Verzögerung eintritt, bis die Entscheidungskompetenz der Bundesbehörde eingreift. Zudem wird diese Bundesbehörde über wenig Erfahrung mit der Festlegung von Trassenkorridoren verfügen, wenn sie nur in Ausnahmefällen tätig wird.

#### **4.2.1.3.2 Akzeptanzfragen**

Auch eine größere Akzeptanz im Falle einer Bundeszuständigkeit erscheint nicht selbstverständlich. Vielmehr bestehen unter Akzeptanz Gesichtspunkten erhebliche Bedenken gegen die Verlagerung der Entscheidungszuständigkeit für die Festlegung des Trassenkorridors auf Bundesebene. Der Abstand zwischen entscheidender Behörde und Betroffenen wird größer, wenn die Entscheidung auf Bundesebene getroffen wird (vgl. auch Bundesrat, NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 13). Dies gilt umso mehr, als der Bundesbedarfsplan dazu führen könnte, dass die Bundesfachplanung gleichzeitig für eine größere Anzahl von Netzausbauvorhaben durchgeführt werden muss, die alle in die Zuständigkeit derselben Behörde (Bundesnetzagentur) fallen. Damit könnte tendenziell eine geringere Detailtiefe der Untersuchung jedes einzelnen Leitungsprojektes einhergehen, zumal die Kompetenz im Bereich der Bundesfachplanung erst aufgebaut werden muss.

Darüber hinaus ist zweifelhaft, ob die Bundesnetzagentur in der Öffentlichkeit als angemessene Entscheidungsinstanz zur Lösung raumordnerischer Konflikte wahrgenommen wird. Aufgrund ihrer bisherigen Aufgabenstellung könnte vielmehr der Eindruck vorherrschen, sie gebe energiewirtschaftlichen Erwägungen ein Übergewicht gegenüber entgegenstehenden Interessen an der Raumnutzung (z.B. Naturschutz, Siedlungen). Als gewisse Gegenmaßnahme bietet sich eine klare interne Trennung zwischen den für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs zustän-

digen Organisationseinheiten und den für die Bundesfachplanung zuständigen Organisationseinheiten an.

#### **4.2.1.4 Fazit**

Das Energiepaket 2011 hat eine begrenzte Bundesfachplanung eingeführt. Dieser liegen jedenfalls hinsichtlich der länderübergreifenden Leitungen für bestimmte Vorhaben real feststellbare Schwierigkeiten zu Grunde. Auch für grenzüberschreitende Leitungen lässt sich eine Bundeszuständigkeit im Hinblick auf den internationalen Charakter begründen. Im Ergebnis ist daher der gewählte Ansatz trotz der geschilderten Bedenken nachvollziehbar. Allerdings sollte Vorsorge getroffen werden, damit der Bundesnetzagentur eine ausgewogene Gewichtung widerstreitender Raumnutzungsinteressen zugetraut wird.

#### **Empfehlung:**

Die Bundesnetzagentur sollte aus Akzeptanzgründen eine klare organisatorische Trennung zwischen den Bereichen "Bedarfsplanung" und "Bundesfachplanung" vorsehen.

### **4.2.2 Bundesfachplanung**

#### **4.2.2.1 Einordnung und Regelungskompetenz**

##### **4.2.2.1.1 Einordnung als Fachplanung**

Unter „Fachplanung“ wird gemeinhin eine auf einen bestimmten Sachbereich beschränkte Planung verstanden. Gegenbegriff ist die überfachliche Planung, unter den die Raumordnung fällt. Die Raumordnung betrachtet alle Aspekte, die in einem überörtlichen Planungsraum von Belang sind. Sie soll die verschiedenen Fachrechte zusammenfassen und die sektoralen Sichtweisen in einer Querschnittsfunktion bündeln und ausgleichen (vgl. STÜER (2009), Rn. 3251).

Die Bundesfachplanung der Trassenkorridore, die nach der Gesetzesbegründung ein fachplanerisches Verfahren sui generis darstellt (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 19), stellt sich unter terminologischen Gesichtspunkten nach diesem Verständnis als eine auf einen bestimmten Sachbereich beschränkte Planung dar. Gleichzeitig heißt es in § 5 Abs. 1 S. 3 und 4 NABEG, die Bundesfachplanung prüfe insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen

Planungen und Maßnahmen. Das Verhältnis dieser raumordnerischen und damit überfachlichen Komponente der Bundesfachplanung zu dem Verständnis als Fachplanung erscheint nicht überzeugend geklärt. Letztlich wird die raumordnerische Betrachtung damit zu einem Unterpunkt der Fachplanung, obwohl sie die sektoralen Sichtweisen ausgleichen soll.

#### **4.2.2.1.2 Gesetzgebungskompetenz des Bundes**

In diesem Zusammenhang auch nicht unproblematisch ist die Gesetzgebungskompetenz, auf die der Bund sich bei Erlass der Regelungen für die Bundesfachplanung stützt.

In einem Arbeitsentwurf für das NABEG vom 20.05.2011 wurde die Gesetzgebungskompetenz neben der Kompetenz für das Recht der Energiewirtschaft noch hilfsweise auf die Kompetenz für die Raumordnung des Gesamtstaates (Art. 74 Abs. 1 Nr. 4 GG) gestützt (vgl. NABEG-ARBEITSENTWURF, S. 42). Das ist problematisch, da sich die Raumordnung, wie oben erläutert, auf übergeordnete und überfachliche Inhalte bezieht, die Bundes-Fachplanung also terminologisch wie inhaltlich nur schwer darunter zu fassen ist (vgl. dazu auch DURNER (2011), S. 855 mit Hinweis auf DEUTSCH (2010), S. 1520 ff.; STÜER (2009), Rn. 3250 ff.).

Die der aktuellen NABEG-Fassung zugrunde liegenden Gesetzesmaterialien stützen sich hingegen nur auf die Kompetenz für das Recht der Energiewirtschaft in Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG. Das führt dazu, dass rein terminologisch keine Kollision zwischen den nur schwer miteinander vereinbaren Begriffen der Raumordnung und der Fachplanung besteht. Inhaltlich wird damit aber die raumordnerische Komponente ausgeblendet, die die Trassenkorridorbestimmung dem eindeutigen Gesetzeswortlaut nach aufweist. Ein Rückgriff auf die Kompetenz zur Raumordnung würde zudem die Frage nach der Abweichungskompetenz der Länder aufwerfen, die diesen nach Art. 72 Abs. 3 S. 1 Nr. 4 GG zukommt, sofern nicht ein abweichungsfester Kern von Bundeskompetenzen berührt sein sollte.

#### **4.2.2.1.3 Regelungskompetenz der EU**

Bei dem Verständnis der Festlegung von Trassenkorridoren als fachplanerische und nicht raumordnerische Aufgabe ist auch die Frage nach einer Regelungskompetenz der EU neu zu stellen (oben Abschn. 2.1.2.1). Im Bereich der Raumplanung fehlt es nach vorherrschender Auffassung an entsprechenden Kompetenzen der EU. Dies galt vor Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 2.3.1) und wird auch weiterhin so gesehen (DURNER (2010), S. 277; SRU (2011), Tz. 574). Lediglich Art. 192 Abs. 2 b) AEUV gewährt für um-

weltbezogene Maßnahmen eine EU-Kompetenz auch bei Berührung der Raumordnung (vgl. BREIER (2010), Art. 192 AEUV Rn. 9).

Demgegenüber sind die Ziele der Energiepolitik in Art. 194 AEUV normiert. Der Bereich der Energie fällt gemäß Art. 4 Abs. 2 Buchst. i) AEUV unter die geteilten Kompetenzen. Gemäß Art. 2 Abs. 2 AEUV bedeutet dies, dass sowohl die Union als auch die Mitgliedstaaten in diesem Bereich gesetzgeberisch tätig werden können. Die Mitgliedstaaten nehmen die Zuständigkeit wahr, sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit nicht ausgeübt hat oder sofern und soweit die Union entschieden hat, ihre Zuständigkeit nicht mehr auszuüben. Die Zielformulierungen in Art. 194 AEUV sind sehr allgemein gehalten, so dass auch die Festlegung von Trassenkorridoren für Energieleitungen darunter zu fassen sein könnte. Jedenfalls die Ermittlung des Netzausbaubedarfs lässt sich, soweit nicht bereits die Vorschriften zu transeuropäischen (Elektrizitäts-)Netzen nach Art. 170 ff. AEUV eingreifen, auf Art. 194 Abs. 2 i.V.m. Abs. 1 lit. a), b), d) AEUV stützen (vgl. BREIER (2010), Art. 194 AEUV Rn. 9, 12; CALLIES (2011), Art. 194 AEUV Rn. 16 f.).

#### **4.2.2.2 Inhalt der Bundesfachplanung: Überblick**

Generell lässt sich feststellen, dass die Bundesfachplanung zum einen Elemente des Raumordnungsverfahrens aufweist. Wie oben erläutert, werden in der Bundesfachplanung wie im Raumordnungsverfahren Trassenkorridore auf ihre Raumverträglichkeit hin geprüft und festgelegt. Die Bundesfachplanung enthält aber zum anderen auch Elemente der Linienbestimmung i.S.v. § 16 FStrG, durch die sie sich vom Raumordnungsverfahren unterscheidet. Die Bundesfachplanung schreibt eine Alternativenprüfung zwingend vor (vgl. § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG) und normiert eine Bindungswirkung für nachfolgende Verfahren (vgl. § 4 S. 2 NABEG), wie sie das Bundesverwaltungsgericht für die Linienbestimmung annimmt, wenn es die Festlegungen der Linienbestimmung als eine „Grenze planerischer Gestaltungsfreiheit bei der Planfeststellung“ bezeichnet (BVerwG (1975), S. 59). Durch diese enge Verzahnung mit dem späteren Planfeststellungsverfahren soll die Bundesfachplanung zu einem Bestandteil des späteren Zulassungsverfahrens werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 36).

Ein Überblick darüber, wie das Verfahren der Bundesfachplanung abläuft, findet sich in Anhang 3 (vgl. dazu auch Abschn. 2.2.2).

#### **4.2.2.3 Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs**

Die Bundesfachplanung „überführt den energiewirtschaftlichen Bedarf in einen räumlich-konkretisierten Ausbaubedarf“ (vgl. NABEG-Gesetzesbegründung, S.

43). Nach § 4 S. 1 NABEG werden durch die Bundesfachplanung Trassenkorridore für die Höchstspannungsleitungen bestimmt, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Die Bundesfachplanung fußt also unmittelbar auf der gesetzlichen Bedarfsplanung. Die Bedarfsplanung ist bindend für die Bundesfachplanung, wie sich mittelbar aus § 12e Abs. 4 S. 2 EnWG i.V.m. § 15 Abs. 1 NABEG ergibt. Trotz der engen Verzahnung sind Bedarfsermittlung und Trassenkorridorfestlegung aber klar voneinander getrennte Verfahrensschritte.

Eine gesonderte Rechtfertigung des Netzausbaubedarfs ist in der Bundesfachplanung nicht vorgesehen. Doch hatte die Öffentlichkeit an mehreren Stellen im Verfahren der Bedarfsermittlung Gelegenheit zur Äußerung, sowohl zum Szenariorahmen wie zum Netzentwicklungsplan. Diese transparente Bedarfsermittlung lässt erhoffen, dass der Netzausbaubedarf zukünftig nicht mehr so vehement in Frage gestellt wird, wie das in bisherigen Raumordnungsverfahren teilweise der Fall war (vgl. oben Abschn. 4.1.4.2). Gegebenenfalls wäre mit der Bundesnetzagentur in der Bundesfachplanung zudem dieselbe Behörde damit betraut, den Netzausbaubedarf im Zuge der Trassenkorridorermittlung zu rechtfertigen, die auch die zuständige Behörde bei Ermittlung des Netzausbaubedarfs gewesen ist. Das dürfte dazu beitragen, dass bei der Öffentlichkeit das notwendige Vertrauen in das Prüfungsergebnis hergestellt werden kann. Zudem kann die Bundesnetzagentur nach § 6 S. 2 NABEG ggf. auf eine schnelle Antragstellung hinwirken, so dass der zeitliche Abstand zwischen Bedarfsplanung und Bundesfachplanung des Trassenkorridors ggf. verkürzt werden kann, was gleichfalls der Überzeugungskraft der Planung zu Gute kommt.

#### **4.2.2.4 Verhältnis zum Raumordnungsrecht der Länder**

Nicht ausschließen lassen sich Konflikte zwischen der Raumordnung der Länder und der Bundesfachplanung. Dies könnte den erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze behindern. Das NABEG versucht dem mit verschiedenen Regelungen Rechnung zu tragen.

Geprüft wird in der Bundesfachplanung, ob der Verwirklichung des Vorhabens in einem Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen, § 5 Abs. 1 S. 2 NABEG. Insbesondere ist die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG zu prüfen, § 5 Abs. 1 S. 3 NABEG. Die Prüfung soll damit vor allem, aber nicht ausschließlich an den Erfordernissen der Raumordnung und raumordnerischen Planungen und Maßnahmen ausgerichtet werden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b), S. 19). Wie im Rahmen des § 15 Abs. 1 S. 2 Hs. 1

ROG sind daher auch im Rahmen der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG alle raumbedeutsamen Auswirkungen der Leitung zu prüfen.

Ergangene Bundesfachplanungen haben andererseits grundsätzlich Vorrang vor (späteren) Landesplanungen, § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG. Durch die Vorschrift soll das Verhältnis zwischen der Bundesfachplanung und entgegenstehenden Planungen der Länder näher bestimmt werden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b), S. 23). Insbesondere werde klargestellt, dass die Bundesfachplanung Vorrang vor Raumordnungsplänen der Länder habe. So könnten die Länder in späteren Raumordnungsplänen keine Festlegungen treffen, die der Bundesfachplanung widersprechen. Damit solle dem Bedürfnis Rechnung getragen werden, dass die Entscheidung in der Bundesfachplanung von den Ländern nicht durch entgegenstehende Planungen ausgehebelt werden kann.

Schließlich werden nach § 17 S. 1 NABEG die durch die Bundesfachplanung mit Bindungswirkung für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren bestimmten Trassenkorridore nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen. Damit ist gemäß § 28 NABEG für diese Höchstspannungsleitungen die Durchführung eines (zusätzlichen) Raumordnungsverfahrens abweichend von § 15 Abs. 1 ROG, § 1 S. 3 Nr. 14 RoV ausgeschlossen. Ein derartiges Nebeneinander ist etwa in der Bundesverkehrswegeplanung denkbar. Zwar kann dort ein Raumordnungsverfahren gemäß § 15 Abs. 1 S. 4 ROG entfallen, wenn die Raumverträglichkeit anderweitig, insbesondere in einem Linienbestimmungsverfahren, geprüft wird. Die Länder können jedoch auch Raumordnungsverfahren zusätzlich zum Linienbestimmungsverfahren durchführen, wenn sie sich davon bessere Ergebnisse versprechen (vgl. MARSCHALL / KASTNER (1998), § 16 Rn. 48). In der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG sollen solche Raumordnungsverfahren (mit möglicherweise abweichendem Ergebnis) vermieden werden.

#### **4.2.2.5 Stellung des Übertragungsnetzbetreibers**

##### **4.2.2.5.1 Initiative zur Bundesfachplanung**

Der Übertragungsnetzbetreiber setzt die Bundesfachplanung mit seinem Antrag in Gang (vgl. § 6 S. 1 NABEG). In der Frage, wann er diesen Antrag stellt und damit das Verfahren der Bundesfachplanung anstößt, ist er aber anders als im Raumordnungsverfahren nicht frei. Denn die Bundesnetzagentur als zuständige Behörde kann den Vorhabenträger auffordern, diesen Antrag innerhalb einer von ihr zu bestimmenden angemessenen Frist zu stellen, vgl. § 6 S. 2 NABEG. Das gilt für Vorhaben, die in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wurden, für die also die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgestellt wurden. Um die Aufforderung zur Antragstellung durchsetzen zu kön-



nen, stehen der Bundesnetzagentur Zwangsmittel zur Verfügung. Das Zwangsgeld, das nach § 34 NABEG verhängt werden kann, kann bis zu zweihundertfünzigtausend Euro betragen.

In ähnlicher Weise setzt die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber auch eine angemessene Frist zur Vorlage der für die raumordnerische Beurteilung und die Strategische Umweltprüfung erforderlichen Unterlagen, § 8 S. 1 NABEG.

#### **4.2.2.5.2 Alternativenprüfung in der Bundesfachplanung**

Auch hinsichtlich der zu prüfenden Trassenkorridoralternativen ist die Stellung des Netzbetreibers in der Bundesfachplanung eine andere als im Raumordnungsverfahren. Wie oben erläutert (vgl. Abschn. 4.1.4.3), sind Gegenstand der Prüfung im Raumordnungsverfahren nur die Alternativen, die vom Vorhabenträger selbst in das Verfahren eingebracht werden. Dieser starke Einfluss des Vorhabenträgers auf die Bestimmung des Trassenkorridors durch Vorstudien und Vorauswahl der Alternativen ist in der Bundesfachplanung nicht gegeben. Zwar hat der Antrag auch hier einen Vorschlag des Vorhabenträgers für einen Trassenkorridor und nach seiner Ansicht in Frage kommende Alternativen zu enthalten (vgl. § 6 S. 6 NABEG). Gegenstand der Prüfung in der Bundesfachplanung sind nach § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG aber „auch etwaige ernsthaft in Betracht kommende Alternativen von Trassenkorridoren“.

Nicht eindeutig erscheint, wer Trassenalternativen in die Prüfung einbringen kann. § 7 Abs. 3 NABEG regelt insoweit ausdrücklich, dass die Länder, auf deren Gebiet ein Trassenkorridor voraussichtlich verlaufen wird, Vorschläge über den Verlauf des Trassenkorridors und die in Frage kommenden Alternativen machen können. Nach der Gesetzesbegründung können alternative Trassenkorridore nicht nur durch den Vorhabenträger, sondern auch durch die Träger öffentlicher Belange (insbesondere die Raumordnungsbehörden der Länder) oder durch andere Beteiligte eingeführt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Über den Begriff der "Beteiligten" hinaus dürfte es zudem dem Prüfauftrag der Bundesnetzagentur nach § 5 Abs. 1 NABEG entsprechen, dass diese selbst alternative Trassenkorridore von Amts wegen in die Prüfung aufnehmen kann. Nur dies entspricht auch der Anforderung des § 14g Abs. 1 UVPg.

Fraglich ist, ob auch die Öffentlichkeit als „Beteiligter“ in Sinne der Gesetzesbegründung aufzufassen ist, mithin auch Bürger Alternativen vorschlagen können, die, wenn sie ernsthaft in Betracht kommen, Gegenstand der Bundesfachplanung werden. Die Öffentlichkeit ist zunächst kein Beteiligter gemäß § 13 VwVfG im engeren Sinne (vgl. BONK / SCHMITZ (2008), § 13 Rn. 10). Sie kann aber nach verwaltungsrechtlichem Verständnis durch verfahrensrechtliche Sonderregelungen

in der Form in das Verfahren einbezogen werden, dass sie sich durch Einwendungen, Anregungen oder sonstige Mitwirkungen „beteiligen“ kann. Dadurch wird der Öffentlichkeit keine Beteiligtenposition im Sinne des § 13 VwVfG verschafft, aber sie wird zum Beteiligten im weiteren Sinne, dessen Rechte und Pflichten sich ausschließlich nach der jeweiligen Sonderregelung richten (vgl. BONK / SCHMITZ (2008), § 13 Rn. 10).

Für die Berücksichtigung der von Bürgern eingebrachten Trassenkorridoralternativen spricht, dass es in der Gesetzesbegründung heißt, dass die Antragskonferenz mit umfassenden Beteiligungsmöglichkeiten für die Öffentlichkeit ausgestattet ist (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 2). Diese Beteiligungsmöglichkeiten liefen weitgehend leer, wenn nicht die Öffentlichkeit auch Vorschläge zu alternativen Trassenkorridoren machen könnte. Das wäre auch unter Akzeptanzgesichtspunkten kaum zu vertreten. In der Gesetzesbegründung zu § 7 Abs. 3 NABEG heißt es daher auch, dass die Bundesnetzagentur die Vorschläge der Länder und anderer *Beteiligter der Antragskonferenz* zu alternativen Trassenkorridoren bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens berücksichtigt (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 44). § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG ist daher als eine verfahrensrechtliche Sonderregelung zu verstehen, die die Bürger / Öffentlichkeit zu Beteiligten im weiteren Sinne macht. Alternativen für Trassenkorridore können in der Bundesfachplanung nach diesem Verständnis auch von der Öffentlichkeit eingebracht werden.

Die weitergehende Alternativenprüfung bei der Bestimmung des Trassenkorridors ist zu begrüßen. Sie dient einerseits der fachlichen Absicherung, zumal Höchstspannungsleitungen – anders als die meisten anderen Infrastrukturvorhaben – in der Regel von privaten Vorhabenträgern geplant werden. Eine weitergehende Prüfung der Vereinbarkeit mit entgegenstehenden öffentlichen und privaten Interessen ist daher in stärkerem Maße geboten. Zum anderen dient es auch der besseren Akzeptanz des ermittelten Trassenkorridors, wenn im Rahmen der Bundesfachplanung ernsthaft in Betracht kommende Alternativen für den Trassenkorridor berücksichtigt wurden. Dies gilt insbesondere auch für die von der Öffentlichkeit eingeführten Alternativen. Allerdings werden sich Konflikte bei der Frage, welche Trassenkorridore "ernsthaft" als Alternativen in Betracht kommen, voraussichtlich nicht vollständig vermeiden lassen,

#### 4.2.2.6 Öffentlichkeitsbeteiligung

##### 4.2.2.6.1 Erforderlichkeit und Ausgestaltung

Die Öffentlichkeit wird in der Bundesfachplanung bereits an der Antragskonferenz beteiligt, denn diese ist gemäß § 7 Abs. 2 S. 3 HS 1 NABEG öffentlich. Wie erläutert (vgl. oben Abschn. 4.2.2.5.2), können aus der Öffentlichkeit u.a. alternative Trassenkorridore in die Antragskonferenz eingebracht werden. Die Öffentlichkeit ist mithin nicht nur Beobachter, sondern bereits in diesem Verfahrensstadium berechtigt, sich aktiv einzubringen. Unter Akzeptanzgesichtspunkten ist dies für die Bundesfachplanung förderlich.

Die Öffentlichkeitsbeteiligung im Anhörungsverfahren der Bundesfachplanung richtet sich nach § 9 NABEG, der zahlreiche Fristen für die verschiedenen Verfahrensabschnitte vorsieht. So sind die vom Vorhabenträger erarbeiteten Unterlagen spätestens zwei Wochen nach deren Zugang der Öffentlichkeit zugänglich zu machen, § 9 Abs. 3 S. 1 NABEG. Die Frist für eine Einsichtnahme in die Unterlagen beträgt einen Monat. Innerhalb eines Monats nach Ablauf der Veröffentlichungsfrist kann sich jede Person zu den beabsichtigten Trassenkorridoren gegenüber der Bundesnetzagentur äußern.

Auslegungsorte für die Unterlagen sind gemäß § 9 Abs. 3 S. 1 NABEG der Sitz der Bundesnetzagentur und diejenigen ihrer Außenstellen, die den Trassenkorridoren nächstgelegenen sind. Wenn sich keine Außenstellen in einer für die Betroffenen zumutbarer Nähe befinden, erfolgt die Auslegung nach § 9 Abs. 3 S. 2 NABEG an weiteren geeigneten Stellen. Zeitgleich mit der Auslegung sind die Unterlagen für dieselbe Dauer im Internet zu veröffentlichen, § 9 Abs. 4 S. 1 NABEG.

Die Äußerung kann gemäß § 9 Abs. 6 S. 1 NABEG schriftlich oder zur Niederschrift bei einer der Auslegungsstellen erfolgen. Die Abgabe der Äußerung in elektronischer Form ist nur für die Behördenbeteiligung nach § 9 Abs. 2 NABEG vorgesehen. Die fristgemäß vorgebrachten Äußerungen werden von der Bundesnetzagentur bei ihrer Entscheidung berücksichtigt. Nach Ablauf der Frist eingehende Äußerungen werden nur berücksichtigt, wenn die vorgebrachten Belange für die Rechtmäßigkeit der Bundesfachplanung von Bedeutung sind, § 9 Abs. 6 S. 2, Abs. 2 S.3 NABEG.

Im Anschluss an die Öffentlichkeitsbeteiligung findet ein Erörterungstermin nach § 10 NABEG statt, bei dem die rechtzeitig erhobenen Einwendungen mündlich mit dem Vorhabenträger und denjenigen, die Einwendungen erhoben haben, erörtert werden. Der Erörterungstermin ist grundsätzlich obligatorisch. Er wird nur dann nicht durchgeführt, wenn einer der in § 10 S. 2 NABEG normierten Ausnahmefälle gegeben ist. Diese sind, dass Einwendungen gegen das Vorhaben nicht

oder nicht rechtzeitig erhoben worden sind (Nr. 1) oder die rechtzeitig erhobenen Einwendungen zurückgenommen worden sind (Nr. 2 ) oder ausschließlich Einwendungen erhoben worden sind, die auf privatrechtlichen Titeln beruhen, (Nr. 3) oder alle Einwender auf einen Erörterungstermin verzichten (Nr. 4). Darüber hinaus kann die Öffentlichkeitsbeteiligung unterbleiben, wenn die Voraussetzungen für ein vereinfachtes Verfahren nach § 11 NABEG vorliegen, vgl. § 9 Abs. 7 NABEG. Der Verzicht auf die Durchführung eines Anhörungsverfahrens steht in diesem Fall im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur, bei Durchführung des vereinfachten Verfahrens kann es in der Regel unterbleiben (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26 (zu § 9 NABEG-Entwurf)).

#### **4.2.2.6.2 Beurteilung**

Da auch die Entscheidung in der Bundesfachplanung als solche gerichtlich nicht überprüfbar ist, steht auch bei der Beteiligung der Öffentlichkeit in diesem Verfahren grundsätzlich zu befürchten, dass für die Trassenkorridorfindung bedeutsame Einwendungen erst im Planfeststellungsverfahren vorgebracht werden. Anders als im Raumordnungsverfahren ist die Öffentlichkeit aber in der Bundesfachplanung auch bereits Beteiligter (im weiteren Sinn, vgl. oben Abschn. 4.2.2.5.2) der Antragskonferenz. Das kann zum einen dazu führen, dass die Betroffenen sich auch im Anhörungsverfahren konstruktiver äußern als in der Öffentlichkeitsbeteiligung im Raumordnungsverfahren. Zum anderen besteht die Chance, dass den Betroffenen durch die frühzeitige Einbindung bereits in die Antragskonferenz der Verfahrensgegenstand der Bundesfachplanung in Abgrenzung zum dem des Planfeststellungsverfahrens besser verdeutlicht wird. Die Anzahl der zu Detailfragen statt zum Trassenkorridorverlauf abgegebenen Stellungnahmen könnte in der Folge in der Bundesfachplanung abnehmen.

Zu begrüßen ist, dass die Verfahrensunterlagen im Internet bereitgestellt werden, was vielen Betroffenen einen erleichterten Zugang zu den Unterlagen ermöglichen dürfte. Abzuwarten bleibt, wie es sich auswirkt, dass die Planunterlagen nicht in den Gemeinden ausgelegt werden, wie dies für die Unterlagen im Raumordnungsverfahren und im Planfeststellungsverfahren der Fall ist, sondern in den Außenstellen der Bundesnetzagentur. Fraglich ist, ob der Zugang zu diesen Außenstellen für die Betroffenen nicht mit größeren Hemmnissen verbunden ist, da ihnen die Behörde bislang kaum bekannt ist. Es wird sicher Zeit in Anspruch nehmen, bis sie sich bei der breiten Bevölkerung in der Funktion der Fachplanungsbehörde etabliert hat.

#### **4.2.2.7 Umweltverträglichkeitsprüfung**

##### **4.2.2.7.1 Erforderlichkeit, Ausgestaltung und Abschichtungswirkung**

In der Bundesfachplanung ist obligatorisch eine Umweltprüfung durchzuführen. Dies ergibt sich aus § 5 Abs. 2 NABEG in Verbindung mit § 14b Abs. 1 Nr. 1 UVPG, Anlage 3 Nr. 1.11 UVPG.

Im Gegensatz zum Raumordnungsverfahren ist in der Bundesfachplanung die Umweltprüfung nicht in der Form einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen, sondern in Form einer Strategischen Umweltprüfung (SUP). Diese setzt grundsätzlich früher an als die in der Regel erst bei konkreten Projektplanungen zum Einsatz kommende UVP. Die SUP sorgt für die Erfassung und Bewertung der Umweltauswirkungen, die Prüf- und Entscheidungsgegenstand vorgelagerter Planungsebenen sind (vgl. SANGENSTEDT (2010), § 1 UVPG Rn. 5).

Dass in der Bundesfachplanung eine SUP und keine UVP vorgeschrieben ist, spiegelt wieder, dass in der Bundesfachplanung nicht nur die vom Vorhabenträger eingeführten Alternativen in den Blick genommen werden, sondern eine umfassendere Alternativenprüfung vorgesehen ist, bei der grundsätzlich alle ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen betrachtet werden. Bei der SUP gehört eine zwingende Alternativenprüfung zum unverzichtbaren Prüfprogramm, vgl. § 14g Abs. 1 UVPG.

Die konkrete Ausgestaltung der SUP richtet sich mit Modifikationen nach dem UVPG. Gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 NABEG wird in der Antragskonferenz nicht nur der Untersuchungsrahmen erörtert, sondern auch in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g UVPG aufzunehmen sind. Das ist eine Erweiterung des nach § 14i UVPG durchzuführenden herkömmlichen Scoping-Termins (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 44). Bei der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden nach § 9 Abs. 1, 2, 3 NABEG die Vorgaben aus §§ 14h und 14i UVPG leicht modifiziert, was bestimmte Fristen und die Modalitäten der Auslegung der Unterlagen betrifft (vgl. auch Abschn. 4.3.2.6.1).

Eine Abschichtungsregelung ist in § 23 NABEG normiert, wonach die Prüfung der Umweltverträglichkeit nach den Bestimmungen des UVPG auf Grund der in der Bundesfachplanung bereits durchgeführten SUP im Planfeststellungsverfahren auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen der beantragten Stromleitung beschränkt werden kann. § 21 Abs. 4 NABEG normiert, dass bereits bei Erstellung der Verfahrensunterlagen für das Planfeststellungsverfahren auf die in der Bundesfachplanung eingereichten Unterlagen der Umweltprüfung Bezug genommen werden soll. Doppelprüfungen sollen dabei bereits im Verfahrensstadium der Unterlageneinreichung vermieden werden (vgl. NABEG-

GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 52). Vorbehaltlich einer Prüfung im Einzelfall kann nach der Gesetzesbegründung widerlegbar vermutet werden, dass Unterlagen weiterhin hinreichend aktuell sind, wenn seit Fertigstellung der in Bezug genommenen Unterlagen aus der Bundesfachplanung, insbesondere des Umweltberichts, ein Zeitraum von weniger als fünf Jahren vergangen ist (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 52). Zweifel daran, dass die in der Bundesfachplanung eingereichten Unterlagen, insbesondere der Umweltbericht, nicht mehr hinreichend aktuell sind, sollen möglichst in der Antragskonferenz nach § 20 NABEG geklärt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 29).

#### **4.2.2.7.2 Beurteilung**

Insbesondere die Abschichtungsregelung ist positiv zu bewerten. Wie bereits im Abschnitt über die Abschichtungswirkung der Umweltprüfung im Raumordnungsverfahren erläutert (vgl. Abschn. 4.1.4.5.2), wird der zweistufige Verfahrensablauf mit Umweltprüfung sowohl im Zuge der Trassenkorridorbestimmung als auch im Zuge des anschließenden Planfeststellungsverfahrens für grundsätzlich sinnvoll erachtet. Positiv zu bewerten ist hier zusätzlich, dass bereits zum Zeitpunkt der Unterlagenerstellung von einer Abschichtungswirkung profitiert werden kann. Fraglich ist allerdings, ob der Zeitraum von maximal fünf Jahren zwischen der Fertigstellung der Unterlagen aus der Bundesfachplanung und der Bezugnahme im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens für die Vermutung der hinreichenden Aktualität nicht generell zu lang gewählt ist. Tatsächliche Veränderungen, insbesondere der umweltrelevanten Gegebenheiten, können sich auch innerhalb kürzerer Zeit ergeben.

#### **4.2.2.8 Vorhabenbündelung – Vereinfachtes Verfahren gemäß § 11 NABEG**

##### **4.2.2.8.1 Voraussetzungen, Ausgestaltung**

Ein weiteres Beschleunigungsinstrument in der Bundesfachplanung ist das vereinfachte Verfahren nach § 11 NABEG. Es soll Anreize für die Planung setzen, bei der Wahl der Trassenkorridore möglichst vorhandene Trassen oder bereits ausgewiesene Trassenkorridore zu nutzen (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26).

Wie erläutert (vgl. oben Abschn. 4.1.3.1), sind für die Festlegung von Trassenkorridoren in der Raumordnung die Trassierungsregeln des Bündelungsgebots und der Nutzung bestehender Trassen von Bedeutung. Sie können zu einer Vereinfachung des Planungsprozesses beitragen. Insbesondere bei Nutzung vorhandener



jüngerer Trassen, für die die Raumverträglichkeit bereits konkret geprüft worden ist, kann von einem gesonderten Raumordnungsverfahren abgesehen werden (vgl. oben Abschn. 4.1.3.3). Diese Rechtswirkung ist aber gesetzlich nicht ausdrücklich normiert.

In der Bundesfachplanung ist für die Nutzung vorhandener Trassen und die Bündelung verschiedener Hoch- oder Höchstspannungsleitungen hingegen gesetzlich ein vereinfachtes Verfahren vorgesehen. Die Voraussetzungen dafür sind, dass keine SUP nach § 14d S. 1 UVPG erforderlich ist und die Ausbaumaßnahme entweder in der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung erfolgt, die ersetzt oder ausgebaut werden soll, oder unmittelbar neben einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung oder innerhalb eines Trassenkorridors, der in einem Raumordnungsplan oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist (§ 11 Abs. 1 S. 1 NABEG).

Nach § 14d S. 1 UVPG hängt die Pflicht zur Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung bei Plänen und Programmen, die nur geringfügig geändert werden oder die Nutzung kleiner Gebiete auf lokaler Ebene festlegen, von einer Vorprüfung des Einzelfalles ab. Ergibt diese, dass der Plan oder das Programm voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen hat, ist eine SUP durchzuführen. Die Kriterien anhand derer zu beurteilen ist, ob erhebliche Umweltauswirkungen zu befürchten sind, finden sich in Anlage 4 UVPG. Dazu zählen auch der kumulative Charakter der Auswirkungen, die Risiken für die Umwelt, einschließlich der menschlichen Gesundheit, und die Sensibilität des voraussichtlich betroffenen Gebiets.

Liegen die Voraussetzungen vor, kann der Vorhabenträger ein vereinfachtes Verfahren beantragen und hat das Vorliegen der Voraussetzungen darzulegen, § 6 S. 6 Nr. 3 NABEG. Im vereinfachten Verfahren stellt die Bundesnetzagentur gemäß § 11 Abs. 2 NABEG im Benehmen mit den zuständigen Landesbehörden fest, ob die Ausbaumaßnahme raumverträglich ist. Weil im vereinfachten Verfahren gemäß § 9 Abs. 7 NABEG nach pflichtgemäßem Ermessen der Bundesnetzagentur auf die Durchführung eines Anhörungsverfahrens verzichtet werden kann, wird den Landesbehörden hier die Möglichkeit gegeben, sich zur Raumverträglichkeit zu äußern (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26). Die Bundesnetzagentur kann von diesen Äußerungen aus sachlichen Gründen abweichen, muss sich aber in ihrer Entscheidung inhaltlich mit ihnen auseinandersetzen. Die Öffentlichkeit wird, wenn auf ein Anhörungsverfahren verzichtet wird, im vereinfachten Verfahren hingegen nicht gehört. Nach der Gesetzesbegründung kann das Anhörungsverfahren in der Regel im Falle des vereinfachten Verfahrens unterbleiben (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26).

#### 4.2.2.8.2 Beurteilung

Die Verstärkung des Gedankens der Nutzung bestehender Trassen und der Bündelung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen ist grundsätzlich zu begrüßen. Ebenso positiv zu bewerten ist es, dass durch die Aufzählung in § 11 Abs. 1 S. 1 NABEG verdeutlicht wird, dass darunter sowohl der Ersatzneubau in der vorhandenen Trasse als auch die Errichtung einer zusätzlichen Leitung unmittelbar neben einer bestehenden Leitung und auch die Ausführung der Ausbaumaßnahme innerhalb eines ausgewiesenen Trassenkorridors zu fassen ist.

Der Bundesrat hat die „sehr großzügig“ gewählten Voraussetzungen für das vereinfachte Verfahren kritisiert (vgl. NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 17). Wie von der Bundesregierung entgegnet (vgl. NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 28), wird die Norm aber dadurch eng gefasst, dass ein vereinfachtes Verfahren nur möglich ist, wenn keine Umweltprüfung erforderlich ist. Ob eine Umweltprüfung zu erfolgen hat, bestimmt sich, wie oben erläutert, anhand verschiedener Kriterien, die auch zusätzliche Belastungen für das Ortsbild oder die umgebende Landschaft und für die Umwelt, einschließlich der menschlichen Gesundheit, umfassen. Dadurch sollte auch bei älteren Leitungen gewährleistet sein, dass Änderungen hinsichtlich der rechtlichen Beurteilungsgrundlagen und der tatsächlichen Gegebenheiten seit einer vormals erfolgten Raumverträglichkeitsprüfung hinreichend berücksichtigt werden.

#### 4.2.2.9 Erdleitungen, HGÜ

Besondere Regelungen für die Bundesfachplanung im Hinblick auf die technologische Ausführung der Leitungen als Erdleitung oder HGÜ enthalten §§ 4 ff. NABEG nicht. Allerdings kann nach § 12e Abs. 3 EnWG im Bundesbedarfsplan für ein einzelnes Pilotprojekt für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen vorgesehen werden, dass dieses auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Anforderungen nach § 2 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 oder 2 EnLAG erfüllt sind. Diese Vorgabe ist im Rahmen der Bundesfachplanung zu berücksichtigen.

Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass § 2 Abs. 1 und § 4 NABEG sowie § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG von als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichneten "Höchstspannungsleitungen" sprechen. Zwar werden als "Höchstspannungsleitungen" grundsätzlich alle Leitungen der 220 kV- und 380 kV-Ebene eingeordnet (vgl. auch Anlage 2 Nr. 2 StromNEV). Mit Blick auf den gleichzeitig neu eingeführten § 5 Abs. 4 StromNEV könnte aber fraglich sein, ob

HGÜ-Leitungen mit geringerer Spannung als 380 kV erfasst werden. Denn diese Regelung unterscheidet zwischen "Höchstspannungsfreileitungen ab 380 Kilovolt" und "Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 Kilovolt". Danach könnte die Bundesfachplanung möglicherweise keine Anwendung auf ein etwaiges HGÜ-Pilotprojekt nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) i.V.m. § 12e Abs. 3 S. 1 EnWG finden, sofern dieses mit weniger als 380 kV betrieben wird. Angesichts des bisherigen Verständnisses des Begriffs "Höchstspannungsleitungen" erscheint diese Auffassung zwar nicht überzeugend. Sofern eine geringere Spannung als 380 kV für ein HGÜ-Pilotprojekt in Betracht kommen sollte, wäre eine entsprechende gesetzgeberische Klarstellung aber dennoch wünschenswert.

Wird im Bundesbedarfsplangesetz daher ein Erdkabel-Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG vorgesehen und die Leitung als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet, ist die Erdverkabelung zulässig. Fraglich ist, ob dies auch darüber hinaus angenommen werden kann (zur Diskussion vor Inkrafttreten des Energiepaketes 2011 vgl. oben Abschn. 4.1.5.1). Insoweit gilt § 12e Abs. 3 EnWG ausdrücklich (nur) für "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG. Diese Beschränkung auf ein einzelnes Projekt wird auch in den Gesetzesmaterialien hervorgehoben (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Ein Ausschluss der Erdverkabelung für andere NABEG-Vorhaben kann daraus aber ebenso wenig abgeleitet werden wie vor dem Energiepaket 2011, sondern nur das Fehlen einer Erdverkabelungspflicht (vgl. auch EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22).

#### Empfehlung:

Es sollte klargestellt werden, dass die Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG auch auf HGÜ-Leitungen mit weniger als 380 kV Anwendung finden kann, sofern eine solche Spannung für ein Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 EnWG in Betracht kommen sollte.

## **5 Zulassung des Leitungsbauvorhabens, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellung)**

### **5.1 Ausgangslage**

Nach Festlegung eines Trassenkorridors hat eine Detailprüfung des Leitungsbauvorhabens, das grundsätzlich innerhalb dieses Korridors liegen soll, auf seine Genehmigungsfähigkeit zu erfolgen. Dabei sind im Falle der Freileitung etwa der genaue Leitungsverlauf, die Masthöhe und -ausführung, die genauen Maststandorte etc. zu untersuchen. Im Falle einer Erdverkabelung sind Ausmaß und genauer Ver-

lauf des Kabelgrabens sowie der zugehörigen Einrichtungen (insbesondere Muffenbauwerke, Baustraßen) zu prüfen. Zu berücksichtigen sind jeweils auch alle sonstigen Einrichtungen wie etwa Übergabebauwerke beim Wechsel von Frei- auf Erdleitung und umgekehrt.

In materieller Hinsicht können Vorschriften etwa des Baurechts, Wasserrechts, Naturschutzrechts und Bundesimmissionsschutzrechts betroffen sein. Erforderlich ist in der Regel die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Soweit ein Planfeststellungsverfahren vorgesehen ist, erfolgt die Prüfung in einem einheitlichen Verfahren, andernfalls in Einzelverfahren (dazu unten Abschn. 5.2). Die Modifikationen des Planfeststellungsverfahrens, die sich aus dem Energiepaket 2011 ergeben, wurden bereits oben zusammenfassend dargestellt (Abschn. 2.2). Sie werden in der Folge jeweils an den betreffenden Stellen angesprochen.

Zuständig für die Zulassungsentscheidung sind in der Regel Landesbehörden. Anderes gilt für die Genehmigung von Unterwasserkabeln im Bereich des Festlandsockels.

Abweichendes gilt darüber hinaus seit dem Energiepaket 2011 für die Planfeststellung länderübergreifender und grenzüberschreitender Leitungen, die durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates nach §§ 2 Abs. 2, 31 Abs. 2 NABEG der Bundesnetzagentur übertragen werden kann. Zwar hat die Bundesregierung ihre Auffassung deutlich gemacht, dass sie weiterhin die Planfeststellung durch Bundesnetzagentur für die sachgerechtere Lösung hält, um für Leitungen von gesamtstaatlichem Interesse zügige Genehmigungsverfahren zu gewährleisten. Sie erklärte sich, entgegen dem ursprünglichen Gesetzesvorschlag, aber damit einverstanden, dass die Übertragung an die Bundesnetzagentur einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates bedarf (NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 17). In welchem Umfang die Zuständigkeit für Planfeststellungsverfahren zukünftig auf die Bundesnetzagentur übertragen werden wird, lässt sich derzeit nicht absehen. Nicht zuletzt wird die Vereinbarkeit einer Bundesverwaltungskompetenz mit Art. 87 Abs. 3 GG in Zweifel gezogen, da dieser möglicherweise nur die Übertragung "zentraler Aufgaben" zulässt, die typischerweise ohne Verwaltungsunterbau durchgeführt werden (vgl. dazu BRITZ (1998), S. 1173; BVerfG(1962), S. 211; BVerfG(2004), S. 49). Dies ist bei der Planfeststellung länderübergreifender oder grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen wegen der notwendigen Tatsachenermittlung vor Ort problematisch (DURNER (2011), S. 857 ff.; MOENCH / RUTLOFF (2011), S. 1041), während andererseits die Bedenken gegen die Aushöhlung der Länderzuständigkeiten durch die Zustimmungsbedürftigkeit des Bundesrates abgemildert werden. Weiterhin erscheint fraglich, ob nicht die Zuständigkeit einer zentralen Bundesbehörde die Akzeptanz der Entscheidung beeinträchtigen kann, ähnlich wie bereits für die Bundesfachplanung erörtert (oben Abschn. 4.2.1.3.2).

## 5.2 Verfahren

Außerhalb des Festlandsockels sind für die Genehmigung des Leitungsbauvorhabens in der Regel die Landesbehörden zuständig. Diese entscheiden häufig im Rahmen von Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren. Teilweise müssen aber auch Einzelgenehmigungen erteilt werden. Für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Vorhaben nach § 2 Abs. 1, §§ 18 ff. NABEG erfolgt die Genehmigung der konkreten Trasse in einem Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren.

### 5.2.1 Planfeststellungsverfahren

#### 5.2.1.1 Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens

Die Genehmigung des Leitungsbauvorhabens erfolgt (nur dann) im Wege eines Planfeststellungsverfahrens, wenn dies durch Rechtsvorschrift angeordnet ist, § 72 Abs. 1 S. 1 VwVfG. Entsprechende Regelungen finden sich in § 43 EnWG, § 2 Abs. 3 EnLAG sowie § 18 NABEG. Das Planfeststellungsverfahren ist teilweise obligatorisch, teilweise fakultativ vorgesehen.

Obligatorisch ist die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG generell für Errichtung, Betrieb und Änderung von Hochspannungsfreileitungen (ausgenommen Bahnstromfernleitungen, deren Zulassung sich nach dem AEG richtet) mit einer Nennspannung ab 110 kV. Diese Regelung beschränkt sich ausdrücklich auf Freileitungen. Darüber hinaus sehen § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren in bestimmten Fällen auch für See- und Erdkabel sowie HGÜ-Leitungen vor (näher unten Abschn. 5.5.2 und 5.6.2). Nach § 18 Abs. 2 i.V.m. § 2 Abs. 1 NABEG ist ein Planfeststellungsverfahren für Errichtung oder Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen obligatorisch, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG als solche gekennzeichnet sind. Fakultativ möglich ist ein Planfeststellungsverfahren für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG.

Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen, § 43 S. 3 EnWG bzw. § 18 Abs. 3 S. 1 NABEG. Dem Planfeststellungsverfahren kommt formelle Konzentrationswirkung zu. Über das Vorhaben wird nur in einem Verfahren vor einer Behörde – unter Verlust der Zuständigkeiten und Entscheidungsbefugnisse der zu beteiligenden Behörden – mit umfassender rechtsgestaltender Wirkung entschieden (BONK / NEUMANN (2008), § 75 Rn. 14). In dieser Zuständigkeitskonzentration wird der große verwaltungsmäßige Vorteil der Planfeststellung gesehen (BVerfG (1969), S. 374).



Gemäß § 75 Abs. 1 S. 1 VwVfG bezieht sich die Planfeststellung jedoch nur auf die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen. Nicht umfasst wird die Kostanerkenntnis in der Anreizregulierung, insbesondere durch Genehmigung von Investitionsbudgets, da die rechtliche Zulässigkeit eines planfestgestellten Vorhabens auch bei fehlender Kostenanerkennung nicht in Frage gestellt wird. Zur Abstimmung von Planfeststellungsbehörde und Regulierungsbehörde vgl. oben Abschn. 2.3.2.

#### **5.2.1.2 Befristung von Verfahrensschritten, Anhörungsverfahren**

Der Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für Höchstspannungsleitungen ergibt sich im Ausgangspunkt aus den allgemeinen Vorschriften der §§ 72 ff. VwVfG. Grundsätzlich umfasst das Planfeststellungsverfahren ein Anhörungsverfahren und ein Entscheidungsverfahren. Anders als im Raumordnungsverfahren und der Bundesfachplanung, deren Ergebnisse (raumordnerische bzw. fachplanerische Beurteilung) gerichtlich grundsätzlich nicht gesondert überprüfbar sind, kann sich an das Planfeststellungsverfahren ein Rechtsbehelfsverfahren anschließen. Die gerichtliche Überprüfung des Planfeststellungsbeschlusses schließt auch die raumordnerische bzw. fachplanerische Beurteilung ein.

Die allgemeinen Vorschriften der §§ 72 ff. VwVfG werden allerdings modifiziert durch die §§ 43a ff. EnWG und §§ 18 ff. NABEG. Danach ergeben sich etwa von den allgemeinen Vorschriften abweichende Fristenregelungen. Bis zum Energiepaket 2011 stand zudem die Durchführung eines Erörterungstermins im Ermessen der Behörde (§ 43a Nr. 5 EnWG a.F.). Mit dem Energiepaket 2011 wurde nunmehr abschließend festgelegt, in welchen Fällen ein Erörterungstermin nicht stattfindet, § 43a Nr. 5 S. 2 EnWG n.F.

Die Rechtslage gewinnt zusätzlich Komplexität insbesondere durch die Vorschrift des § 43b Nr. 1 EnWG. Dieser trifft teilweise nochmals abweichende Vorgaben hinsichtlich Planfeststellung bzw. Plangenehmigung für bestimmte Freileitungsvorhaben, die bis zum 31.12.2010 beantragt worden sind (Buchst. a)) sowie für die im EnLAG-Bedarfsplan aufgeführten Vorhaben, bei denen es sich also auch um Erdleitungsvorhaben handeln kann (Buchst. b)). Bei diesen Vorhaben erfolgt die Öffentlichkeitsbeteiligung ausschließlich entsprechend § 9 Abs. 3 UVPG, so dass Ausgestaltungsspielräume hinsichtlich Form und Inhalt von Bekanntgabe und Auslegung der entscheidungserheblichen Unterlagen bestehen, da z.B. § 73 Abs. 3 S. 1, Abs. 5 S. 1 VwVfG nicht eingreift (PIELOW (2010), § 43b Rn. 10). Nicht vorgeschrieben ist nach § 9 Abs. 3 UVPG auch ein Erörterungstermin. Bis zum Energiepaket 2011 wurde seine Durchführung daher als nicht zwingend, aber auch nicht ausgeschlossen angesehen, wie sich aus § 43b Nr. 1 S. 4 i.V.m. § 43a Nr. 5 S. 2 EnWG a.F. ergab (PIELOW (2010), § 43b Rn. 10; a.A. HERMES (2010), § 43b Rn. 3).



Nach Neufassung des § 43a Nr. 5 S. 2 EnWG erscheint naheliegend, dass ein Erörterungstermin auch in den Verfahren nach § 43b Nr. 1 EnWG nur noch in den gesetzlich geregelten Fällen ausgeschlossen ist, im Übrigen also durchgeführt werden muss.

Die Fristen für die öffentliche Bekanntmachung sowie für Äußerungen einschließlich Stellungnahmen und Einwendungen sind nach § 43b Nr. 1 EnWG aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung stark beschränkt. Die Gelegenheit zur Äußerung muss innerhalb eines Monats nach Einreichung des vollständigen Plans eröffnet werden und beschränkt sich auf eine Frist von sechs Wochen. Verspätete Äußerungen sind präkludiert, d.h. von der Berücksichtigung ausgeschlossen. Ein Schema zum Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für Vorhaben nach § 43b Nr. 1 EnWG, insbesondere also des EnLAG-Bedarfsplans, ist in Anlage 4 dargestellt. Ein Schema zum Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens nach §§ 18 ff. NABEG befindet sich in Anlage 5.

### **5.2.2 Einzelgenehmigungen**

Ist ein Planfeststellungsverfahren nicht vorgesehen, so sind zur Genehmigung des Leitungsbauvorhabens alle erforderlichen Einzelverfahren vor den jeweils zuständigen Behörden durchzuführen, etwa nach Bau-, Wasser- und Naturschutzrecht.

Kein Planfeststellungsverfahren ist insbesondere für die Genehmigung der Trasse von Unterwasserkabeln im Bereich des Festlandsockels vorgesehen, die sich nach § 133 BBergG richtet. Es bedarf zum einen einer Genehmigung in bergbaulicher Hinsicht durch die zuständige Landesbehörde nach § 136 BBergG, d.h. für die Nordsee und Teile der Ostsee das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Clausthal-Zellerfeld, für die übrige Ostsee das Bergamt Stralsund. Zum anderen bedarf es einer Genehmigung hinsichtlich der Ordnung der Nutzung und Benutzung der Gewässer und des Luftraumes über dem Festlandsockel, die durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilt wird.

### **5.3. Bündelung / Nutzung bestehender Trassen**

Die Nutzung bestehender Trassen oder die Bündelung von Stromleitungen macht ein Planfeststellungsverfahren in aller Regel nicht verzichtbar. Zwar ist eine genehmigungspflichtige Änderung eines Vorhabens nur anzunehmen, wenn das Vorhaben vom Regelungsgehalt einer bestandskräftigen früheren Zulassungsentcheidung nicht mehr gedeckt ist (BVerwG (2006b), Rn. 31 m.w.N.). Keine planfeststellungspflichtigen Änderungen sind beispielsweise Unterhaltungs- und Instandsetzungsarbeiten. Das gilt etwa bei Eisenbahngleisen nicht nur dann, wenn alte Gleise gegen gleichwertige neue ausgetauscht werden, sondern auch,

wenn die neue Gleisanlage einem höheren Sicherheitsstandard oder einem neueren Stand der Technik entspricht (BVerwG (2001), S.111; BVerwG (1995a), S. 586). Sobald aber durch die in bestehender Trasse stattfindenden Veränderungen neue Betroffenheiten entstehen, sind diese Maßnahmen nicht mehr vom Regelungsgehalt eines früheren Planfeststellungsbeschlusses gedeckt.

Bei Höchstspannungsleitungen ist ein Planfeststellungsverfahren daher etwa erforderlich, wenn Maststandorte oder Seilabstände zum Boden verändert oder der Schutzstreifen verbreitert werden. Dies kann auch Netzausbaumaßnahmen betreffen, bei denen neue Leitungen in der vorhandenen Trasse errichtet werden. Denn auch bei Rückbau bestehender Leitungen und Neubau in der alten Trasse werden, etwa aufgrund veränderter Spannungsebene oder technischen Fortschritts, in aller Regel genehmigungspflichtige Veränderungen z.B. der Maststandorte erfolgen.

Auch ein Plangenehmigungsverfahren anstelle eines (häufig aufwändigeren) Planfeststellungsverfahrens dürfte in der Regel ausscheiden. Es kommt ohnehin nur in Frage, wenn Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder die Betroffenen sich mit der Inanspruchnahme ihres Eigentums oder eines anderen Rechts schriftlich einverstanden erklärt haben und mit den Trägern öffentlicher Belange, deren Aufgabenbereich berührt wird, das Benehmen hergestellt worden ist, § 74 Abs. 6 S. 1 VwVfG. Darüber hinaus kann eine Plangenehmigung gemäß § 43b Nr. 2 EnWG nur erteilt werden, wenn für das Leitungsbauvorhaben keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist. Wie oben erläutert, besteht für 380-kV-Freileitungen mit einer Länge von mehr als 15 km die Pflicht, eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Für solche mit einer Länge bis 15 km ist sie erforderlich, wenn eine allgemeine bzw. standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalles positiv ausfällt. Eine Plangenehmigung kommt bei Höchstspannungsfreileitungen also allenfalls in Betracht, wenn die Vorprüfung erheblicher nachteiliger Umweltauswirkungen negativ ausfällt, was in der Regel auszuschließen ist.

Im Ergebnis können sich aus der Nutzung bestehender Trassen oder der Bündelung mit anderen linienförmigen Infrastrukturen daher allenfalls gewisse Erleichterungen im Verfahrensablauf ergeben. Denkbar ist etwa, dass bei der Erstellung der Antragsunterlagen auf vorhandenen Unterlagen aus früheren Genehmigungsverfahren aufgebaut werden kann, was zu einer Beschleunigung führen könnte. Für die nach Maßgabe des NABEG durchzuführenden Planfeststellungsverfahren ist gemäß § 21 Abs. 4 NABEG in vergleichbarer Weise etwa gesetzlich vorgesehen, für die im Zuge der Umweltverträglichkeitsprüfung vorzulegenden Unterlagen auf die in der Bundesfachplanung eingereichten Unterlagen Bezug zu nehmen. Zudem werden artenschutzrechtliche Restriktionen, die den Leitungsbau erheblich behindern können, abgemildert, wenn Leitungen lediglich ausgetauscht oder Freileitungen parallel zu bereits bestehenden Leitungen errichtet werden und dadurch der Barriereeffekt nicht erhöht wird (KALTENBORN (2010), S. 342).

**Empfehlung:**

Bei der Nutzung bestehender Trassen bzw. der Bündelung von Höchstspannungsleitungen mit anderen linienförmigen Infrastrukturen sollte geprüft werden, ob bei der Erstellung der Antragsunterlagen auf vorhandene Unterlagen aus früheren Genehmigungsverfahren zurückgegriffen werden kann.

## **5.4 Ausgewählte materielle Anforderungen**

### **5.4.1 Grenzwerte für Elektromagnetische Felder**

Beim Betrieb von Höchstspannungsfreileitungen und -erdkabeln sind die Vorgaben der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) zu beachten. § 3 i.V.m. Anhang 2 der 26. BImSchV legt Grenzwerte für elektromagnetische Felder fest. Für Einwirkungsbereiche in Gebäuden oder auf Grundstücken, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, liegen die Grenzwerte bei höchster betrieblicher Auslastung und unter Berücksichtigung von Immissionen durch andere Niederfrequenzanlagen bei einer Frequenz von 50 Hz

- bei 5 kV/m für die elektrische Feldstärke und
- bei 100  $\mu$ T für die magnetische Flussdichte.

Werden die Grenzwerte eingehalten, wird davon ausgegangen, dass keine schädlichen Umwelteinwirkungen von der betreffenden Anlage ausgehen und sie ohne Gefahren für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft betrieben werden kann. Von der Einhaltung dieser rechtlichen Anforderungen kann vorliegend bei den untersuchten Leitungsvarianten ausgegangen werden (vgl. Berichtsteil Technik, Teil III, Abschn. 2.2 und 3.4; Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.1.2 und 3.1.1).

### **5.4.2 Anforderungen des Naturschutzrechts**

Bau und Betrieb von Höchstspannungsfreileitungen und -erdkabeln unterliegen vielfältigen naturschutzrechtlichen Anforderungen. Es lässt sich dabei insbesondere unterscheiden zwischen den Vorschriften des naturschutzrechtlichen Zulassungsverfahrens (Eingriffsregelung, §§ 14 ff BNatSchG) und denen für naturschutzrechtliche Ausnahmen und Befreiungen, wenn besonders geschützte Teile von Natur und Landschaft (§§ 20 ff. BNatSchG) oder besonders geschützte Arten und Biotope (§§ 31 ff. BNatSchG) tangiert werden.

Nach der Eingriffsregelung ist der Vorhabenträger zunächst verpflichtet, vermeidbare Beeinträchtigungen zu unterlassen, § 15 Abs. 1 S.1 BNatSchG. Vermeidbar in

diesem Sinne ist die Beeinträchtigung, wenn mit zumutbaren Alternativen der verfolgte Zweck am gleichen Ort ohne oder mit geringeren Beeinträchtigungen zu erreichen ist, vgl. § 15 Abs. 1 S. 2 BNatSchG. Ist die Beeinträchtigung unvermeidbar, dann ist der Vorhabenträger verpflichtet, sie mittels einer Ausgleichsmaßnahme auszugleichen oder sie zu ersetzen (Ersatzmaßnahme), § 15 Abs. 2 S. 1 BNatSchG. Von einem Ausgleichen spricht man, wenn die Beeinträchtigung des Naturhaushalts in gleichartiger Weise an derselben Stelle wiederhergestellt wird; von einem Ersetzen, wenn die beeinträchtigte Funktion des Naturhaushalts an anderer Stelle im betroffenen Naturraum in gleichartiger Weise hergestellt wird (§ 15 Abs. 2 S. 2 f. BNatSchG). Ist eine Beeinträchtigung unvermeidbar und kann auch nicht durch eine Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahme kompensiert werden, ist sie zu untersagen, wenn die Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege den anderen Belangen (vorliegend denen des Stromleitungsausbaus) bei der gebotenen Abwägung vorgehen, § 15 Abs. 5 BNatSchG. Ergibt die Abwägung aber, dass die anderen Belange die des Naturschutzes und der Landschaftspflege überwiegen – was bei Leitungsbauvorhaben, die der Versorgungssicherheit und einer umweltverträglichen Energieversorgung dienen, häufig der Fall sein dürfte (vgl. KALTENBORN (2010), S. 324) – können Ersatzzahlungen verlangt werden, § 15 Abs. 6 BNatSchG (vgl. hierzu auch unten Abschn. 5.7.2.1).

Für die besonders geschützten Teile von Natur und Landschaft und die besonders geschützten Biotope gelten bestimmte Verbote und Gebote, die zusammen mit der Erklärung zum Schutzgebiet (§ 22 Abs. 1 S. 2 bzw. § 32 Abs. 3 S. 2 BNatSchG) festgelegt werden. Je nach Schutzgebietskategorie gelten strengere oder weniger strenge Schutzgebietsanforderungen. So sind in einem Naturschutzgebiet nach § 23 Abs. 2 S. 1 BNatSchG bspw. alle Handlungen, die zu einer Zerstörung, Beschädigung oder Veränderung des Naturschutzgebietes oder seiner Bestandteile oder zu einer nachhaltigen Störung führen können, verboten. In Landschaftsschutzgebieten sind alle Handlungen verboten, die den Charakter des Gebietes verändern oder seinem besonderen Schutzzweck zuwiderlaufen, § 26 Abs. 2 BNatSchG. Die konkrete Ausgestaltung der Verbote erfolgt dabei mit der konkreten Schutzgebietsausweisung („nach Maßgabe näherer Bestimmungen“, vgl. §§ 23 Abs. 2 S. 1, 26 Abs. 2 BNatSchG). Dabei können auch Ausnahmen vorgesehen oder im Einzelfall Befreiungen erteilt werden.

Für Natura 2000-Gebiete, mit denen nach §§ 31 ff. BNatSchG bestimmte Biotope unter besonderen Schutz gestellt werden, gilt grundsätzlich gemäß § 33 Abs. 1 S. 1 BNatSchG, dass alle Veränderungen und Störungen, die zu einer erheblichen Beeinträchtigung des Gebietes in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen führen könnten, unzulässig sind. Nach § 34 Abs. 1 S. 1 BNatSchG sind Projekte vor ihrer Zulassung einer Prüfung der Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen des tangierten Gebietes zu unterziehen. Ergibt die Prüfung, dass die Möglichkeit der erheblichen Beeinträchtigung besteht, ist

das Projekt unzulässig, § 34 Abs. 2 BNatSchG. Aber auch hiervon können nach Maßgabe von § 34 Abs. 3 - 5 BNatSchG Ausnahmen gemacht werden (zu konkret zu erwartenden Auswirkungen von Erdkabeltrassen bzw. Freileitungen auf Schutzgebiete und Biotope, vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.3 bzw. 3.3.).

Künftig könnten bundeseinheitliche Kriterien dafür gelten, wann eine Verträglichkeit nach § 34 Abs. 1 BNatSchG gegeben bzw. eine Ausnahme nach § 34 Abs. 3 BNatSchG möglich ist. Denn durch Art. 3 des Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze wurde in § 54 BNatSchG eine Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung zum Erlass allgemeiner Verwaltungsvorschriften über Voraussetzungen und Bedingungen, unter denen von einer Verträglichkeit von Plänen und Programmen im Sinne von § 34 Abs. 1 BNatSchG auszugehen ist, und über Voraussetzungen und Bedingungen für Abweichungsentscheidungen im Sinne von § 34 Abs. 3 BNatSchG eingeführt. Bei den künftig möglichen Regelungen soll es sich, anders als in der Kritik des Bundesrates angenommen (vgl. NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 22), nicht um das Festschreiben bestimmter Vorhaben und Maßnahmen als unerhebliche Beeinträchtigung, ohne eine Einzelfallentscheidung mit Blick auf ein bestimmtes Natura 2000-Gebiet und die darin geschützten konkreten Habitate und Arten treffen zu müssen, handeln. Vielmehr sieht die Bundesregierung in der Verordnungsermächtigung lediglich die Möglichkeit, die – europarechtlich gebotene – Einzelfallprüfung künftig mit Hilfe allgemeiner Verwaltungsvorschriften besser zu strukturieren und damit für die zuständigen Behörden leichter handhabbar zu machen (vgl. NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 30).

Zum Schutz von Tier- und Pflanzenarten ist es nach § 39 Abs. 1 BNatSchG verboten, wild lebende Tiere mutwillig zu beunruhigen oder ohne vernünftigen Grund zu fangen, zu verletzen oder zu töten; wild lebende Pflanzen ohne vernünftigen Grund von ihrem Standort zu entnehmen oder zu nutzen oder ihre Bestände niederzuschlagen oder auf sonstige Weise zu verwüsten; Lebensstätten wild lebender Tiere und Pflanzen ohne vernünftigen Grund zu beeinträchtigen oder zu zerstören. Für besonders geschützte und bestimmte andere Tier- und Pflanzenarten gelten ergänzend die Vorschriften des speziellen Artenschutzes nach §§ 44, 45 BNatSchG. Weitere Ausführungen zu konkret zu erwartenden Auswirkungen von Erdkabeltrassen bzw. Freileitungen auf Tiere und Pflanzen werden dargestellt im Berichtsteil Umwelt (Abschn. 2.2 bzw. 3.2.).



## **5.5 Erdleitungen**

### **5.5.1 Pflicht zur Erdverkabelung**

#### **5.5.1.1 Grundsatz**

Eine unmittelbare gesetzliche Pflicht zur Erdverkabelung besteht nicht. Insbesondere ist davon auszugehen, dass das niedersächsische Landesraumordnungsprogramm den Genehmigungsbehörden einen Spielraum bei der Entscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung lässt (oben Abschn. 4.1.5.2.3). Andererseits ist die Erdverkabelung, wie ausgeführt, auch außerhalb der vier EnLAG-Pilotvorhaben, der Offshore-Anbindungen, der grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen sowie eines etwaigen Pilotvorhabens nach § 12e Abs. 3 EnWG nicht unzulässig (oben Abschn. 4.1.5.1). Grundsätzlich ist es daher Sache des Netzbetreibers, ob er im Rahmen der Planfeststellung eine Frei- oder Erdleitungsvariante wählt. Allerdings ist von Behörden Seite in gewissem Umfang eine Variantenprüfung vorzunehmen und kann die Planfeststellung ggf. abgelehnt werden.

Besonderheiten gelten für die vier EnLAG-Pilotvorhaben, bei denen § 2 Abs. 2 EnLAG seit der Änderung im Jahr 2011 der zuständigen Genehmigungsbehörde die Möglichkeit eröffnet, vom Netzbetreiber eine Erdverkabelung zu verlangen. Hierauf ist in der Folge näher einzugehen.

#### **5.5.1.2 EnLAG-Pilotvorhaben**

Bis zur Änderung des § 2 Abs. 2 EnLAG im Jahr 2011 enthielt diese Vorschrift lediglich eine Kann-Vorschrift zur Teilerdverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 1 EnLAG. Der Netzbetreiber profitierte allerdings bei einer Teilverkabelung dieser Vorhaben von bestimmten Erleichterungen, insbesondere von der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens, der verbesserten Anerkennung der Mehrkosten in der Anreizregulierung sowie einem horizontalen Kostenausgleich (vgl. § 2 Abs. 3 und 4 EnLAG, § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 14 und § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV). Darüber hinaus erfolgte die Regelung, „um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen“, § 2 Abs. 1 EnLAG. Nach der Gesetzesbegründung sollten mit den Pilotvorhaben energiewirtschaftliche Erfahrungen mit Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene von bundesweiter Bedeutung gewonnen werden (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 17). Diesem Erprobungszweck konnte eine grundsätzliche Verpflichtung zur Erdverkabelung zumindest in solchem Umfang entnommen werden, dass aussagekräftige Erfahrungen gewonnen werden konnten (vgl. auch NDS. POSITIONSPAPIER (2010)). In diesem Sinne vertrat auch die Bundesregierung die Auffassung, dass Vorhabenträger und Planungs- und Genehmi-



gungsbehörde bei der Festlegung der Erdkabelabschnitte kooperativ zusammenarbeiten sollten (BUNDESREGIERUNG (2010), S. 3). Im Ergebnis ließ sich die Regelung dahingehend verstehen, dass keine Pflicht zur Verkabelung konkreter Abschnitte bestand, dass aber insgesamt der Erprobungszweck gewährleistet werden musste.

Seit der Änderung des § 2 Abs. 2 EnLAG durch Gesetz vom 07.03.2011, in Kraft getreten am 12.03.2011, ist für die in § 2 Abs. 1 EnLAG genannten Vorhaben auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn die weiteren Voraussetzungen des § 2 Abs. 2 EnLAG vorliegen. Damit ist ausdrücklich geregelt, dass die zuständige Behörde eine weitergehende Erdverkabelung verlangen kann als vom Netzbetreiber vorgesehen.

Das Verlangen der Behörde setzt voraus, dass die gesetzlichen Anforderungen an eine Erdverkabelung nach § 2 Abs. 2 EnLAG erfüllt sind. Anknüpfungspunkt der Erdverkabelung bei den Pilotvorhaben des § 2 Abs. 1 EnLAG ist die Unterschreitung der Mindestabstände nach § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG oder die Belegenheit im Naturpark Thüringer Wald gemäß § 2 Abs. 2 S. 2 EnLAG. Dem Merkmal „auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt“ kann darüber hinaus entnommen werden, dass eine Vollverkabelung nicht gedeckt ist und dass der Umfang der Verkabelungsabschnitte auch keine Dimension erreichen darf, die nicht mehr als „Teilabschnitt(e)“ i.S.v. § 2 Abs. 2 EnLAG angesehen werden könnte. Andererseits ist aber auch nicht nur genau ein Erdverkabelungsabschnitt zulässig. Vielmehr soll ein ständiges Abwechseln der Erdverkabelung mit der Freileitungsbauweise, das zu erheblichen Mehrkosten führt, vermieden werden. Als „technisch und wirtschaftlich effizient“ soll ein Teilabschnitt von mindestens drei Kilometer Länge gelten (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6). In der Sache dürfte es um das von § 1 EnWG Gewollte gehen, nämlich eine umfassende Abwägung von Kosten und Nutzen der technischen Möglichkeiten (SÄCKER (2009), S. 149).

Umstritten war bislang insbesondere, ob eine Erdverkabelung von § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG nur vorgesehen ist, wenn auf der gesamten Länge eines technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts eine Siedlungsannäherung auf weniger als 400 bzw. 200 m erfolgt, oder ob eine Erdverkabelung bereits dann vorgesehen ist, wenn auch nur an einer Stelle eine derartige Siedlungsannäherung erfolgt, und dann auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt erfolgen muss. Die Begründung des Wirtschaftsausschusses zur Änderung des EnLAG legt ausdrücklich die zweite Auslegung zu Grunde und verweist auf die Vermeidung von Ungleichbehandlungen und von Auseinandersetzungen über den Umfang der Verkabelung (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6).

Die Entscheidung steht im Ermessen der Behörde. Diese wird insbesondere den Zweck der Regelung zu berücksichtigen haben, eine Teilverkabelung zu erproben. Die Begründung des Wirtschaftsausschusses zur Änderung des EnLAG verweist außerdem auf die Schutzwürdigkeit des Wohnumfeldes eines Grundstückseigentümers. Dies entspricht dem Grundgedanken der Siedlungsannäherung nach § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG. Einen uneingeschränkten Vorrang der Erdverkabelung aufgrund der Schutzwürdigkeit des Wohnumfeldes bringt § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG aber nicht zum Ausdruck. Die Schutzwürdigkeit soll etwa dann entfallen, wenn der Grundstückseigentümer der Leitungsführung auch als Freileitung zustimmt. Dies sei als gewichtiger Grund gegen das Verlangen einer Erdverkabelung zu berücksichtigen (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6 f.). Außerdem könnte der gesetzlich betonte Erprobungszweck der Erdkabel-Pilotvorhaben – wenn hinreichende Erdleitungsabschnitte bereits vorgesehen sind – einem Verlangen nach weiterer Erdverkabelung Grenzen setzen.

Zweifel wirft auch die Bestimmung der Länge des Erdleitungsabschnittes auf. Wird die Erdverkabelung von der Genehmigungsbehörde verlangt, so ist diese nach § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG auf einem „technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt“ durchzuführen. Die Gesetzesfassung regelt nicht ausdrücklich, ob die Länge eines Erdverkabelungsabschnittes ebenfalls von der Behörde vorgegeben werden kann oder vom Vorhabenträger im Rahmen der gesetzlichen Regelung festgelegt wird. Letzteres scheint dem sachlichen Inhalt der Beurteilung (technische und wirtschaftliche Effizienz) jedenfalls grundsätzlich besser zu entsprechen. Damit würde nur eine Mindestanforderung an die Länge des Teilabschnitts bestehen, der nach den Gesetzesmaterialien mindestens drei Kilometer Länge haben soll.

In diese Richtung weist auch die Begründung zur Änderung des EnLAG, die maßgeblich an die Länge von 3 km anknüpft und derzufolge die bisherigen Verfahrensverzögerungen vermieden und das Risiko von Rechtsstreitigkeiten reduziert werden sollen, die aus der Auseinandersetzung über den Umfang der Verkabelung resultieren (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6). Denn die Vorgabe eines über 3 km hinausgehenden Verkabelungsabschnittes durch die Genehmigungsbehörde könnte wiederum zu Streitigkeiten im Hinblick auf das Kriterium „technisch und wirtschaftlich effizienter Teilabschnitt“ führen. Der Sinn der Neuregelung ist nach diesem Verständnis darin zu sehen, dass eine hinreichende Erprobung der Erdverkabelung gewährleistet werden soll, nicht aber dass eine möglichst weitgehende Erdverkabelung bei den Pilotvorhaben erfolgen soll.

Ein längerer Erdverkabelungsabschnitt kann von der Genehmigungsbehörde nach diesem Verständnis grundsätzlich nicht gegen den Willen des Vorhabenträgers durchgesetzt werden. Allerdings hat die Genehmigungsbehörde eine Alternativenprüfung durchzuführen, die auch die Ausführung als Frei- oder Erdlei-

tung umfasst. Sofern eine Verlängerung des Erdverkabelungsabschnittes über den Bereich der Siedlungsannäherung bzw. der Mindestlänge von 3 km hinaus nahe liegt, etwa aus besonderen Gründen des Natur- oder Landschaftsschutzes, wäre dies von der Genehmigungsbehörde zu berücksichtigen und könnte ggf. der Planfeststellung einer Freileitung auf diesem Abschnitt entgegen stehen.

**Empfehlung:**

Die Neuregelung des § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG lässt sich dahingehend verstehen, dass die Länge des Verkabelungsabschnittes grundsätzlich nicht von der Genehmigungsbehörde vorgegeben werden kann. Aus besonderen Gründen kann aber im Rahmen der Variantenprüfung nur eine weitergehende Erdverkabelung genehmigungsfähig sein.

## **5.5.2 Zulässigkeit eines Planfeststellungsverfahrens**

### **5.5.2.1 Rechtslage vor Inkrafttreten des Energiepaketes 2011**

Für Erdleitungen auf Höchstspannungsebene sind Planfeststellungsverfahren nicht generell vorgeschrieben oder auch nur zugelassen, da § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG ausdrücklich auf Freileitungen beschränkt ist. Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, müssen die erforderlichen Einzelgenehmigungen für das Leitungsbauvorhaben eingeholt werden.

Ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren sieht allerdings § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG hinsichtlich der Netzanbindung von Offshore-Anlagen vor. Es gilt im Küstenmeer (maximal 12-Seemeilen-Zone, vgl. Teil II, Abschn. 2, Art. 3 SEERECHTS-ÜBEREINKOMMEN) für die Ausführung als Seekabel und landeinwärts für die Ausführung als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Speziell für HGÜ-Leitungen sieht zudem § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren für Errichtung, Betrieb und Änderung von grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vor, die keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie ihre Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Fakultativ zugelassen ist ein Planfeststellungsverfahren zudem für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG. Dagegen bezieht sich die Regelung des § 43 S. 4 EnWG (§ 43 S. 3 EnWG a.F.), die ein fakultatIVES Planfeststellungsverfahren in einem 20 km-Küstenstreifen vorsieht, nur auf 110 kV-Erdleitungen, nicht aber auf Erdleitungen der Höchstspannungsebene.

Die derzeitige restriktive Regelung der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens für Höchstspannungs-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen ist Ausdruck einer generellen Zurückhaltung gegenüber der (kostspieligen) Erdverkabelung. Diese resultiert nicht zuletzt aus dem Kompromisscharakter zwischen den betroffenen Bundesländern, die insbesondere auch den Umfang der bundesweit auszugleichenden Mehrkosten der Erdverkabelung (vgl. § 2 Abs. 4 EnLAG) begrenzen wollten. Sollte zukünftig, insbesondere zur Beschleunigung des Netzausbaus, die Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene und bei HGÜ-Leitungen in erweitertem Umfang kostenmäßig anerkannt werden, so sollte jedenfalls auch die Möglichkeit zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens entsprechend ausgeweitet werden.

Darüber hinaus ist die Durchführung der Erdverkabelung außerhalb der gesetzlich ausdrücklich geregelten Fälle (Offshore-Anbindungen, grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen, EnLAG-Pilotvorhaben) nicht unzulässig. Sie wird in Sonderfällen, in denen die Kosten von interessierter Seite übernommen werden, auch praktisch durchgeführt. Daher könnte erwogen werden, ein Planfeststellungsverfahren für Höchstspannungs-Erdleitungen generell einzuführen, ähnlich etwa der Regelung des § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG für Freileitungen. Um unbeabsichtigte Rückschlüsse auf die Anerkennung der Mehrkosten in der Anreizregulierung auszuschließen, müssten allerdings die Grenzen der Kostenanerkennung bei Erdverkabelung außerhalb der gesetzlich speziell geregelten Fälle präzisiert werden. Im Ergebnis erscheint daher zweifelhaft, ob eine derartige Regelung nicht weitergehende Erwartungen hinsichtlich einer Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene wecken und damit neues Streitpotenzial schaffen würde. Da im Falle fehlender Kostenanerkennung ohnehin nur Sonderfälle betroffen sein werden, erscheint daher letztlich die generelle Einführung eines Planfeststellungsverfahrens für Höchstspannungs-Erdleitungen nicht zwingend.

#### **5.5.2.2 Energiepaket 2011**

Gemäß § 18 Abs. 1 NABEG bedürfen die Errichtung, der Betrieb und die Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Leitungen nach § 2 Abs. 1 NABEG stets der Planfeststellung. Wird im Bundesbedarfsplangesetz daher ein Erdkabel-Pilotprojekt nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) vorgesehen und die Leitung als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet, unterliegen damit auch deren Erdkabel-Abschnitte der Planfeststellung nach § 18 Abs. 1 NABEG.

Angesichts der allgemeinen Fassung des § 18 Abs. 1 NABEG findet ein Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren darüber hinaus grundsätzlich für alle Erdleitungsabschnitte von Leitungen im Sinne von § 2 Abs. 1 NABEG Anwen-

dung. Dem NABEG kann auch nicht entnommen werden, dass die Erdverkabelung nur für das "einzelne Pilotprojekt" nach § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG zulässig sein soll (oben Abschn. 4.2.2.9).

### 5.5.3 Verfahrensunterlagen

Angesichts der grundsätzlichen Zulässigkeit der Erdverkabelung stellt sich die Frage, inwieweit Netzbetreiber nach § 73 Abs. 1 VwVfG verpflichtet sind, bereits im Rahmen der Antragsunterlagen die Variante der Erdverkabelung zu behandeln. Einerseits führt es zu einer Beschleunigung, wenn möglichst früh ein ernsthafter detaillierter Vergleich von Erd- und Freileitung erfolgt. Andererseits bedeutet es für den Vorhabenträger eine Verzögerung und zusätzlichen Aufwand bei der Erstellung der Antragsunterlagen, wenn er zu einer entsprechenden Darstellung verpflichtet ist.

Nach § 73 Abs. 1 VwVfG muss der Umfang der Planunterlagen so beschaffen sein, dass sie eine Gesamtbeurteilung des Vorhabens und seiner Auswirkungen ermöglichen. Sie müssen der Behörde eine konkrete Entscheidungsgrundlage bieten (BONK / NEUMANN (2008), § 73 Rn. 18). Nach dem Gebot gerechter Abwägung muss die Behörde hierbei alle ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen ermitteln, bewerten und untereinander abwägen (st. Rspr.: BVerwG (1969), S. 301 ff.; BVerwG (1974), S. 309 ff.; BVerwG (1996), S. 249 f.; BVerwG (2006a) Rn. 98.). Dies gilt grundsätzlich auch für denkbare technische Alternativen bei der Projektverwirklichung (vgl. Ziekow (2004), S. 226 Rn. 697; so i.E. auch BVerwG (2010) Rn. 43).

Die Planfeststellungsbehörde braucht nach verbreiteter Auffassung allerdings nur solche Alternativen zu berücksichtigen, die sich nach Lage der konkreten Verhältnisse aufdrängen oder nahe liegen (vgl. BVerwG (2010), Rn. 30; ähnlich etwa BONK / NEUMANN (2008), § 74 Rn. 76, 125; KOPP / RAMSAUER (2010), § 74 Rn. 76). Nach anderer Auffassung ist das erforderliche Abwägungsmaterial vollständig zu berücksichtigen und nur die gerichtliche Überprüfung der behördlichen Auswahlentscheidung aufgrund des dieser zukommenden planerischen Ermessens eingeschränkt. Insbesondere wird eine Abschichtung aufgrund von Grobanalysen zugelassen (BVerwG (2009), Rn. 5 ff.; ähnlich OVG Lüneburg (2011), unter II.C.2.c); vgl. auch WICKEL (2010), § 74 VwVfG Rn. 131) und nicht beanstandet, wenn der Plangeber – und auch die Behörde – Alternativen nicht weiter verfolgt, die der von ihm verfolgten Lösung nicht eindeutig vorzuziehen sind (BVerwG (2008), Rn. 60). Im Ergebnis ist die Berücksichtigungspflicht alternativer Trassenverläufe im Planfeststellungsverfahren jedenfalls eingeschränkt.

Von Interesse ist daher insbesondere, ob eine Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene eine nahe liegende Alternative darstellt. Grundsätzlich wird man der-



zeit noch nicht von einer ausreichenden Erprobung der Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene ausgehen können. Die (Planfeststellungs-)Behörde kann auch nach der Rechtsprechung des BVerwG jedenfalls auf der 380 kV-Ebene grundsätzlich rechtmäßig annehmen, dass eine Erdverkabelung aus technischen und finanziellen Gründen nicht vorzuziehen ist (BVerwG (2010), Rn. 43). Damit ist die Erdverkabelung noch nicht grundsätzlich als nahe liegende Alternative einzustufen.

Besonders zu beurteilen sind aber die in § 2 Abs. 1 EnLAG ausgewiesenen Erdkabel-Pilotvorhaben, bei denen die zuständige Genehmigungsbehörde die Erdverkabelung verlangen kann. Da sich die Zulässigkeit des Planfeststellungsverfahrens bei Erdleitungen auf Höchstspannungsebene nach § 2 Abs. 3 EnLAG i.V.m. §§ 43 ff. EnWG richtet, spielt das EnLAG bei den detaillierten Anforderungen an die Planunterlagen eine wesentliche Rolle. Es schreibt zwar nicht im Einzelnen vor, was der Antrag auf Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses beinhalten muss (wie bspw. § 40 LuftVZO für die luftverkehrsrechtliche Zulassung), aber es prägt durch seinen Pilotvorhabenansatz klar das Prüfprogramm des Planfeststellungsverfahrens. Damit stellt bei den EnLAG-Pilotvorhaben die Verkabelung auf Höchstspannungsebene eine nahe liegende Alternative dar, die durch den Vorhabenträger zu prüfen ist, wenn die in § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG normierten Voraussetzungen einer Erdverkabelung erfüllt sind. Entsprechendes gilt seit dem Energiepaket 2011 für ein etwaiges Pilotvorhaben nach § 12e Abs. 3 EnWG. Ggf. können Vorgespräche mit der Genehmigungsbehörde hinsichtlich konkreter Erdleitungsabschnitte geführt werden. Zur Vermeidung von Streitigkeiten könnte normiert werden, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG bzw. § 12e Abs. 3 EnWG die Planunterlagen auch die Alternative der Erdverkabelung behandeln müssen.

Sollte die Planfeststellungsbehörde eine Erdverkabelung im Rahmen der Abwägung für vorzugswürdig halten, ist angesichts der Ausgestaltung als Antragsverfahren grundsätzlich anzunehmen, dass die Planfeststellung nur möglich ist, wenn die Alternative den Plan lediglich modifiziert. Andernfalls kann die Behörde grundsätzlich nur auf die Vorlage eines geänderten Plans hinwirken und den Antrag notfalls ablehnen (in diesem Sinne BONK / NEUMANN (2008), § 74 Rn. 14, 126). Ausnahmsweise könnte sich eine Pflicht zur Vorlage eines geänderten Plans allerdings aus der Verpflichtung zum Netzausbau nach §§ 11 ff. EnWG ergeben.

#### Empfehlung:

Zur Vermeidung von Streitigkeiten könnte normiert werden, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG bzw. § 12e Abs. 3 EnWG die Planunterlagen auch die Alternative der Erdverkabelung behandeln müssen.



#### **5.5.4 Vorsorgewert für die Wärmeentwicklung von Erdleitungen**

Wie oben erläutert (vgl. Berichtsteil Technik, Teil II), erwärmt sich ein Höchstspannungserdkabel während des Betriebs und gibt die Wärme an das Erdreich ab. Aus ökologischer Sicht wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass die maximal tragbare Erwärmung in terrestrischen Böden bei 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante liegen sollte (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8). Die rechtliche Umsetzbarkeit einer derartigen Vorgabe wird im Folgenden erörtert.

##### **5.5.4.1 Zulässigkeit**

Die Festlegung eines Höchstwertes der zulässigen Bodenerwärmung bezweckt zum einen den Schutz des Umweltmediums Boden. Dies kann zum anderen in einer Verpflichtung des Vorhabenträgers zu aufwändigen Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen resultieren. Wie erläutert (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.9.4 bzw. Berichtsteil Technik, Teil II, Abschn. 4), kann die Wärmeabgabe eines Erdkabels über die Bemessung des Bettungsmaterials geregelt werden oder durch eine Verlegung in größerer Tiefe. Grundsätzlich kommen auch aufwändigere Maßnahmen wie eine Vertunnelung mit aktiver Belüftung oder eine externe Kühlung in Betracht. Das alles bedeutet für den Vorhabenträger einen größeren technischen und wirtschaftlichen Aufwand. Derartige Anforderungen unterliegen daher den Anforderungen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes. Die zusätzliche Belastung des Vorhabenträgers muss in einem angemessenen Verhältnis zum bestehenden Risikopotential für das Schutzgut Boden stehen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass, wie erläutert, noch große Kenntnislücken und Unsicherheiten hinsichtlich der Auswirkungen der Erwärmung durch Erdkabel auf den Boden bestehen.

Die Vorgabe eines Höchstwertes der zulässigen Bodenerwärmung kommt im Immissionsschutzrecht oder im Bodenschutzrecht in Betracht. Diese sehen verschiedene Formen von Höchstwertvorgaben vor. Unterscheiden lassen sich zum einen Werte, die bereits das Bestehen einer Gefahr im ordnungsrechtlichen Sinn markieren. Das sind im Immissionsschutzrecht der Grenzwert und im Bodenschutzrecht der Maßnahme- und der Prüfwert. Zum anderen verwendet das Bodenschutzrecht Vorsorgewerte, die lediglich die Schwelle zur Besorgnis einer schädlichen Veränderung kennzeichnen.

Das Immissionsschutzrecht kennt (bislang) nur Grenzwerte (vgl. § 23 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Diese sind als verbindlich festgelegte Höchstwerte zu definieren, die noch akzeptiert werden und nicht überschritten werden dürfen (DOMBERT (2002), § 8 BBodSchG Rn. 10). Werden sie überschritten, kann die zuständige Behörde Anordnungen zur Einhaltung der Werte (nach §§ 24 bzw. 52 BImSchG) erlassen und ggf. den Betrieb der Anlage ganz oder teilweise bis zur Erfüllung der

Anordnung untersagen, § 25 Abs. 1 BImSchG. Grenzwerte haben also eine verbindliche einzelfallunabhängige Wirkung.

Im Bodenschutzrecht kennzeichnen Maßnahmewerte (§ 8 Abs. 1 Nr. 2 BBodSchG) die Gefahrenschwelle, bei deren Überschreiten eine schädliche Bodenveränderung vorliegt und Schutz- oder Beschränkungsmaßnahmen sowie ggf. weitere Untersuchungsmaßnahmen ausgelöst werden (BT-Drs. 13 / 6701, S. 83). Maßnahmewerte begründen damit als Richtwerte eine starke, an Grenzwerte angenäherte Verbindlichkeit (DOMBERT (2002), § 8 BBodSchG Rn. 13). Daneben kennt das Bodenschutzrecht Prüfwerte (§ 8 Abs. 1 Nr. 1 BBodSchG), die die Belastungsschwelle definieren, deren Überschreiten das Vorliegen einer schädlichen Bodenveränderung signalisiert und die Notwendigkeit einer einzelfallbezogenen Prüfung indiziert (DOMBERT (2002), § 8 BBodSchG Rn. 10). Sie sind Beurteilungshilfen für die Gefährdungsabschätzung und dienen der Entscheidung über weitere Sachverhaltsermittlungen (ebenda, Rn. 11). Werden die Prüfwerte überschritten, ist die zuständige Behörde nach § 9 Abs. 1 S. 2 BBodSchG gehalten, die notwendigen Maßnahmen zu treffen, um festzustellen, ob eine schädliche Bodenveränderung vorliegt.

Neben den vorstehenden Regelungen, die bei Vorliegen einer Gefahr verwandt werden, besteht die Möglichkeit zur Festlegung von Vorsorgewerten. Diese markieren die Schwelle zur Besorgnis einer schädlichen Veränderung. Eine konkrete Gefahr wird noch nicht angenommen. Das heißt, das auf der Überschreitung des Vorsorgewertes gründende Tätigwerden dient nicht der Gefahrenabwehr, sondern der Vorsorge. Während eine Maßnahme zur Gefahrenabwehr ausscheidet, wenn keine hinreichende Wahrscheinlichkeit für einen Schadenseintritt vorliegt, ist die eine Vorsorgemaßnahme legitimierende Besorgnis bereits dann gegeben, wenn die Möglichkeit eines Schadenseintritts nach den gegebenen Umständen und im Rahmen einer sachlich vertretbaren, auf konkreten Feststellungen beruhenden Prognose nicht von der Hand zu weisen ist (NIES (2003), § 7 BBodSchG Rn. 12 m.w.N.). Vorsorgende Maßnahmen sind nicht erst möglich, wenn als Folge der Auswirkungen bereits eine schädliche Bodenveränderung vorliegt, vielmehr müssen nur konkrete tatsächliche Anhaltspunkte für die Möglichkeit einer nachteiligen Veränderung bestehen (NIES (2003), § 7 BBodSchG Rn. 13).

Wird der Vorsorgewert überschritten, mithin die Besorgnis einer schädlichen Veränderung angenommen, wird regelmäßig vorgesehen, dass der zur Vorsorge Verpflichtete – vorliegend der Betreiber des Erdkabels – gehalten ist, Vorkehrungen zu treffen, um möglicherweise schädliche Veränderungen zu vermeiden oder wirksam zu vermindern (vgl. eine entsprechende Regelung bzgl. des Schadstoffeintrags in den Boden in § 10 Abs. 1 S. 1 BBodSchV). Die Verpflichtung zu derartigen Vorkehrungen unterliegt allerdings wiederum einer Verhältnismäßigkeitsprüfung. Ob tatsächlich und wie diese Vorkehrungen konkret zu erfolgen haben, ist Gegen-

stand einer Einzelfallentscheidung (vgl. auch hierzu § 7 S. 3 BBodSchG und § 10 Abs. 1 S. 1 a.E. BBodSchV). Aufgrund der vorliegend gegebenen Tatsachenbasis kann bei einer Obergrenze der zulässigen Erderwärmung von maximal 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante (EOK) (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8), nicht von einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit hinsichtlich einer Schädigung des Bodens infolge der Erwärmung ausgegangen werden. Damit erscheint es derzeit nicht möglich, einen solchen Höchstwert als Grenz-, Maßnahme- oder Prüfwert einzuführen. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten kommt lediglich die Normierung eines Vorsorgewertes in Betracht. Insoweit besteht die Besorgnis eines Schadenseintritts infolge der Erwärmung durch Erdkabel. Es ist bekannt, dass eine Temperaturerhöhung um 10° die biochemischen Prozesse im Boden um das 2-3fache steigert (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8) und dadurch die Bodeneigenschaften dauerhaft verändern kann. Die Prognose, dass ab einem Wert von 5 K in 50 cm unter EOK die Möglichkeit eines Schadenseintritts besteht, ist also sachlich begründbar.

Die Einführung eines solchen Höchstwertes der zulässigen Erderwärmung durch Erdkabel als Vorsorgewert erscheint auch nicht unverhältnismäßig. Der Boden ist ein Umweltmedium, dessen Schutz Verfassungsrang besitzt (vgl. SACHS (2011), § 20a GG Rn. 30). Er ist unvermehrbar und erfüllt dabei grundlegende Funktionen als Lebensgrundlage und Lebensraum, für den Naturhaushalt und den Menschen. Gleichzeitig ist er vielen Gefährdungen ausgesetzt und dabei nur schwer zu regenerieren. Aus diesen Gründen ist dem Vorsorgeprinzip folgend, die Festlegung eines Vorsorgewertes als bloße Ermessensdirektive zulässig. Die Behörde müsste (anders als bei Überschreiten eines Grenzwertes) immer noch eine Einzelfallentscheidung treffen. Gleichzeitig würde signalisiert, dass eine Belastung unterhalb des Vorsorgewertes nicht zu einer Versagung der Genehmigung führen darf.

Zu prüfen wäre allerdings, ob der Vorsorgewert stärker ausdifferenziert werden könnte. Die bloße Normierung einer Grenze von 5 K in 50 cm unter EOK erscheint unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten möglicherweise zu pauschal. Denn wie erläutert (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8), spielt bspw. die Bodenbeschaffenheit bei den Auswirkungen der Verlustwärme der Erdkabel eine zentrale Rolle. So könnte bereits bei der Festlegung des Wertes und nicht erst in der konkreten Einzelfallentscheidung über die zu treffende Vorsorgemaßnahme nach der jeweils betroffenen Bodenart differenziert werden (so etwa auch Anhang 2 Ziff. 4.1 BBodSchV für die Vorsorgewerte für Metalle). Wie die Regelung konkret näher ausgestaltet werden könnte, insbesondere hinsichtlich der vertretbaren Abweichungen, kann im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht im Einzelnen untersucht werden. Dazu wären weitere (naturwissenschaftliche) Forschungen über die genaueren Wirkzusammenhänge erforderlich.

Bei der konkreten Einzelfallentscheidung über das „Ob“ und konkrete „Wie“ der auf Überschreitung des Vorsorgewertes basierenden Vorsorgemaßnahmen (welche möglich sind, vgl. Berichtsteil Technik, Teil II, Abschn. 4) dürfen vom Vorhabenträger, wie ausgeführt, keine Vermeidungsanstrengungen verlangt werden, die außer Verhältnis zu der geringen Schadenswahrscheinlichkeit und dem Schadenspotential stehen. So ist in die konkrete Abwägung über eine Minderungsmaßnahme einzubeziehen, dass zwar die biochemischen Prozesse bereits bei einer Temperaturerhöhung um 10° um das 2-3fache gesteigert werden und die Bodeneigenschaften ggf. dauerhaft verändert werden (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8), der Einwirkungsbereich der Erdkabelwärme sich aber allenfalls auf einen Bereich bis  $\pm 3$  m vom Kabelgraben erstreckt, das betroffene Gebiet also klar umgrenzt ist. Daher könnten die Maßnahmen etwa räumlich auf die Hot Spots der Wärmeentwicklung beschränkt bleiben (vgl. auch Berichtsteil Umwelt Abschn. 2.4.9.4).

#### **5.5.4.2 Gesetzliche Verortung**

Ein Vorsorgewert von 5 K für die zulässige Erderwärmung in 50 cm unter EOK könnte im Immissionsschutzrecht oder im Bodenschutzrecht erfolgen. Zu beiden Normgruppen bestehen deutliche Anknüpfungspunkte.

Das Immissionsschutzrecht bezweckt neben dem Schutz von Menschen, Tieren und Pflanzen u.a. auch den Schutz des Bodens vor schädlichen Umwelteinwirkungen, vgl. § 1 Abs. 1 BImSchG. Schädliche Umwelteinwirkungen in diesem Sinne sind Immissionen, die nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen, vgl. § 3 Abs. 1 BImSchG. Nach herrschender Meinung ist davon auszugehen, dass § 3 Abs. 1 BImSchG so auszulegen ist, dass eine Belastung der Allgemeinheit auch dann vorliegt, wenn rechtlich geschützte Allgemeininteressen beeinträchtigt sind, zu denen alle in § 1 Abs. 1 BImSchG genannten Schutzgüter, also auch der Boden, gehören (vgl. KLÖPFER (2004), § 14 Rn. 52). Zu den Immissionen, vor denen der Boden in diesem Sinne zu schützen ist, zählt auch Wärme, § 3 Abs. 2 BImSchG. Da Höchstspannungserdkabel nicht zu den genehmigungsbedürftigen Anlagen nach der 4. BImSchV gehören, richtet sich der Schutz des Bodens vor von Erdkabeln ausgehender Wärme nach §§ 22 ff. BImSchG.

Für die konkrete Verortung im Immissionsschutzrecht kommt insoweit die Aufnahme eines entsprechenden Vorsorgewertes in eine Verordnung nach dem BImSchG in Betracht. Die Verordnungsermächtigung im BImSchG findet sich für die Anforderungen an nichtgenehmigungsbedürftige Anlagen in § 23 BImSchG. Nach § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BImSchG wird die Bundesregierung insbesondere ermächtigt, durch Rechtsverordnung festzulegen, dass die von Anlagen ausgehen-

den Emissionen bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten dürfen. Wie erläutert, kommt vorliegend die Festlegung in Form eines Grenzwertes nicht in Betracht, sondern nur die Festlegung eines Vorsorgewertes. Das ist, auch wenn § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BImSchG nur Grenzwerte anspricht, nicht ausgeschlossen. § 23 Abs. 1 S. 1 BImSchG enthält insoweit eine Öffnungsklausel, indem es dort heißt, dass „insbesondere“ die nachfolgend aufgeführten Anforderungen in einer Rechtsverordnung geregelt werden können. Die Vorgabe eines Vorsorgewertes für die maximal zulässige Bodenerwärmung durch ein Erdkabel wäre also in einer Rechtsverordnung nach § 23 BImSchG durch die Bundesregierung möglich.

Daneben kommt die Regelung eines Vorsorgewertes im Bodenschutzrecht in Betracht. Das Bodenschutzrecht bezweckt den umfassenden Schutz der Funktionen des Bodens. Funktionen des Bodens sind die in § 2 Abs. 2 Nr. 1 BBodSchG definierten natürlichen Funktionen als Lebensgrundlage und Lebensraum, Bestandteil des Naturhaushalts und Abbau-, Ausgleichs- und Aufbaumedium; die Funktion als Archiv der Natur- und Kulturgeschichte, § 2 Abs. 2 Nr. 2 BBodSchG; und die Nutzungsfunktion als Standort für die land- und forstwirtschaftliche Nutzung, § 2 Abs. 2 Nr. 3 BBodSchG. Wie erläutert (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.5), kann die Wärme eines Erdkabels in direkter Umgebung dauerhaften Einfluss auf den Bodenwasserhaushalt haben. Auch infolge einer Beschleunigung von Zersetzungs Vorgängen durch die steigende Temperatur im Boden können die Bodeneigenschaften dauerhaft verändert werden (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8). Die Wärme von Erdkabeln betrifft also potentiell die Funktionen des Bodens, wie sie von § 2 Abs. 2 Nr. 1 und Nr. 3 BBodSchG erfasst werden.

Für die konkrete Verortung im Bodenschutzrecht kommt die Aufnahme eines Vorsorgewertes in der BBodSchV (Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung) in Betracht. Ermächtigungsgrundlage für den Erlass dieser Rechtsverordnung ist § 8 BBodSchG. Ausdrücklich erfasst ist auch die Festlegung von Vorsorgewerten, vgl. § 8 Abs. 2 Nr. 1 BBodSchG. Allerdings bezweckt das BBodSchG den Schutz der Bodenfunktionen vor Gefährdungen durch Stoffeintrag, Versiegelung, künstlichem Abtrag und Auftrag und Veränderungen von Struktur und räumlicher Gestalt. Die schädlichen Bodenveränderungen, denen mit dem vorliegend diskutierten Vorsorgewert begegnet werden soll, fügen sich nur unter Schwierigkeiten in diese Systematik ein. Das zeigt sich auch in der Verordnungsermächtigung in § 8 Abs. 2 Nr. 1 BBodSchG, der Vorsorgewerten für den Schadstoffgehalt im Boden betrifft. Grundsätzlich erscheint damit die Verortung eines Vorsorgewertes für die Wärmeentwicklung im Bodenschutzrecht zwar denkbar. Erforderlich wäre zunächst jedoch eine Änderung der Verordnungsermächtigung dahingehend, dass nicht nur Schadstoffgehalte, sondern auch die Bodenerwärmung erfasst werden. Im Ergebnis erscheint das Bodenschutzrecht daher weniger gut geeignet für die Festlegung eines Vorsorgewertes hinsichtlich der Wärmeentwicklung von Erdleitungen.



### 5.5.4.3 Fazit

Die Festlegung eines Höchstwertes für die maximale Erwärmung in terrestrischen Böden, z.B. von 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante, durch Höchstspannungserdkabel ist in der Form eines Vorsorgewertes möglich. Geprüft werden müsste allerdings, ob dieser Wert, etwa in Abhängigkeit von den verschiedenen Bodentypen, noch näher ausdifferenziert werden könnte. Aus systematischen Erwägungen erscheint die Normierung im Rahmen einer Immissionsschutzverordnung empfehlenswerter als eine Regelung im Rahmen des Bodenschutzrechts.

#### Empfehlung:

Zu erwägen ist die Einführung eines Vorsorge-Höchstwertes für die maximale Bodenerwärmung durch Höchstspannungserdkabel im Rahmen einer Immissionsschutzverordnung. Ein solcher Wert könnte etwa bei 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante liegen, sollte aber hinsichtlich einer weiteren Ausdifferenzierung, etwa in Abhängigkeit von den verschiedenen Bodentypen, näher geprüft werden.

## 5.6 HGÜ

### 5.6.1 Materielles Recht

Aus rechtlicher Sicht sind keine grundlegenden Unterschiede zwischen Drehstrom- und HGÜ-Leitungen zu erkennen.

Von Relevanz für die Genehmigungsanforderungen ist allerdings der Flächenverbrauch für die Gebäude der Stromrichterstationen. Da in Hoch- und Höchstspannungsnetzen die Drehstromtechnik dominierend ist, sind an beiden Enden einer Höchstspannungsgleichstromübertragungs-Leitung (HGÜ) sog. Stromrichterstationen (Konverterstationen) notwendig. Eine der Stationen wandelt dabei den Drehstrom in Gleichstrom und die andere wieder den Gleichstrom in Drehstrom um. Die Stromrichterstationen haben bei netzgeführter HGÜ-Technik („klassische HGÜ“) einen sehr großen Platzbedarf von ca. 320 m x 270 m für eine Übertragungsleistung von 1000 MW und eine Spannung von +- 400 kV (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.6.1 und Abb. 1.31). Darin enthalten sind alle notwendigen Anlagenteile - Konverter, Schaltanlage, Filter, Nebenanlagen. Es ist davon auszugehen, dass sich auch für eine kleinere Anlage oder eine mit etwas größerer Spannung (etwa +- 500 kV oder +- 600 kV, wie sie für Verbindungen an Land eher gewählt werden würde) ein ähnlicher Platzbedarf ergibt, da die grundsätzlichen Komponenten bei etwas kleinerer Baugröße grundsätzlich erhalten bleiben. Bei selbstgeführter HGÜ-Technik („HGÜ-Plus“ von Siemens, „HGÜ-light“ von ABB) besteht im Vergleich zu netzgeführter ein wesentlich geringerer Platzbedarf für



Filteranlagen (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.6.2). So wird der Größenbedarf für einen 350-MW-Block mit 80 x 25 x 11,5 m angegeben. Für einen 1000-MW-Block steigt der Platzbedarf auf 90 x 54 x 24 m an.

Aufgrund des Flächenbedarfs für die Gebäude der Stromrichterstation sind baugenehmigungsrechtliche Anforderungen zu berücksichtigen, die bei einer Drehstromleitung ohne Stromrichterstation nicht zum Tragen kommen. Denn die Gebäude sind zu groß, als dass sie ohne Berücksichtigung der materiellen Voraussetzungen für eine Baugenehmigung im Planfeststellungsverfahren errichtet werden dürften. Gebäude / bauliche Anlagen, die der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität dienen, sind nach den Bauordnungen der untersuchten Bundesländer nur baugenehmigungsfrei, wenn sie eine Grundfläche von 20 m<sup>2</sup> bzw. 30 m<sup>2</sup> und eine Höhe von 4 m bzw. 5 m nicht übersteigen, bzw. einen Brutto-Rauminhalt von nicht mehr als 30 m<sup>3</sup> haben (vgl. LBO BW Anhang Ziffer 1j; § 55 HBO i.V.m. Anlage 2 Abschn. I.1.1.1; § 69 Abs.1 NBauO i.V.m. Anhang Nr. 3.8; § 65 Abs. 1 Nr. 9a BauO NRW).

Der Flächenbedarf für die Masten der Station macht demgegenüber keine Berücksichtigung anderer fachrechtlicher Aspekte als für Drehstromleitungen notwendig. Insbesondere sind Masten und Unterstützungen für Leitungen zur Versorgung mit Elektrizität baugenehmigungsfrei (LBO BW Anhang Ziffer 5 a); § 55 HBO i.V.m. Anlage 2 Abschn. I.5.3.1; § 69 Abs. 1 NBauO i.V.m. Anhang Nr. 4.1; § 65 Abs. 1 Nr.10 BauO NRW).

Naturschutzrechtlich ergeben sich aus dem Flächenbedarf für die Gebäude und die Masten der Stromrichterstation keine qualitativen Konsequenzen. Ein Eingriff i.S.v. § 14 BNatSchG ist schon durch den Leitungsbau an sich gegeben, allein die erforderliche Kompensationsleistung ist durch den erhöhten Flächenbedarf für die Stromrichterstation größer.

### 5.6.2 Verfahren

Speziell für HGÜ-Leitungen sieht § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren für Errichtung, Betrieb und Änderung von grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vor, die keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie ihre Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Weitere ausdrückliche Sondervorschriften zum Planfeststellungsverfahren für HGÜ-Leitungen bestehen nicht. Für die vorliegende Untersuchung sind lediglich HGÜ-Erdleitungen weiter zu betrachten.

Unklar erscheint, ob die Vorschriften der § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG, die ein Planfeststellungsverfahren für Höchstspannungs-Erdleitungen

vorsehen, auch bei Ausführung als HGÜ-Erdleitungen Anwendung finden. Angesichts der unterschiedlichen Kostenauswirkungen ist jedenfalls die Kostenanerkennung nicht ohne Weiteres gleich zu beurteilen (unten Abschn. 6.4.1). Da die verfahrensmäßige Ausgestaltung als Planfeststellungsverfahren teilweise einen Gleichlauf zur Kostenanerkennung aufweist, ist ebenso auch die Anwendbarkeit der Vorschriften auf HGÜ-Erdleitungen zweifelhaft. Zudem ergeben sich erhebliche technische Unterschiede, die gleichfalls zu berücksichtigen sind.

Im Ergebnis erscheint die Anwendbarkeit des § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG auf HGÜ-Erdleitungen naheliegend. Hierfür spricht bereits, dass diese Vorschrift ausdrücklich und allgemein Erdleitungen erfasst, ohne nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen zu unterscheiden. Zudem muss die Anbindung von Offshore-Anlagen teilweise aus technischen Gründen als HGÜ erfolgen, weil Drehstromleitungen ab einer gewissen Länge eine Blindstromkompensation erfordern, die bei Seekabeln kaum durchführbar ist (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 2.3.1). Daher ist davon auszugehen, dass auch HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels abgedeckt werden sollen.

Dagegen dürfte die Anwendbarkeit des § 2 Abs. 3 EnLAG auf HGÜ-Erdleitungen zu verneinen sein. Anders als § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG betrifft die Vorschrift im Ausgangspunkt ersichtlich nur Drehstromleitungen und soll insoweit eine Erprobung der Teilerdverkabelung ermöglichen. Deutlich wird dies etwa aus der Entschlieung des Bundestages anlässlich der Einführung des EnLAG, die eine Aufnahme von HGÜ-Leitungen in den EnLAG-Bedarfsplan nur als zukünftige Möglichkeit bei der Anpassung des Bedarfsplans vorsah (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 9).

Gestützt wird dieses Verständnis auch durch technische Argumente gegen eine HGÜ-Freileitung mit Zwischenverkabelung im vermaschten Verbundnetz. Wesentliche Nachteile gegenüber einer Drehstrom-Freileitung mit Zwischenverkabelung ergeben sich etwa aus der fehlenden Überlastbarkeit, einem ungenügenden Beitrag zur Netzstabilität, fehlender Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und hohen Verlusten an den Konverterstationen der Abgänge ins Verbundnetz, mit denen zugleich hohe Zusatzkosten verbunden sind. Insoweit unterscheidet sich die Verwendung von HGÜ-Erdleitungen bei den EnLAG-Pilotvorhaben auch von der Verwendung zur Anbindung von Offshore-Anlagen als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen (vgl. Berichtsteil Technik, Teil V, Bewertungstabellen).

Da der Wortlaut des § 2 Abs. 3 EnLAG nicht eindeutig ist und die Verwendung der HGÜ-Technik etwa auf der EnLAG-Pilottrasse Wahle – Mecklar teilweise gefordert wird, sollte der Anwendungsbereich der Vorschrift dahingehend klargestellt werden, dass nur Drehstrom-Erdleitungen erfasst werden. Im Ergebnis müssen außerhalb des § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG, insbesondere für die vier EnLAG-

Pilotvorhaben, grundsätzlich Einzelgenehmigungen für die HGÜ-Erdverkabelung eingeholt werden.

Etwas anderes gilt seit Inkrafttreten des Energiepaketes 2011 für ein Vorhaben zur Erprobung der verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Hier erlaubt § 12e Abs. 3 S. 1 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) NABEG nunmehr vorzusehen, dass ein einzelnes HGÜ-Pilotprojekt in Teilverkabelung errichtet und betrieben werden kann bzw. muss.

#### Empfehlungen:

1. § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen) ist dahingehend zu verstehen, dass er ein Planfeststellungsverfahren für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.
2. Es sollte klargestellt, werden, dass § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.

## 5.7 Exkurs: Entschädigungen

Um die Akzeptanz für Leitungsbauvorhaben zu steigern und damit das Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, kommen grundsätzlich auch Entschädigungszahlungen an betroffene Bürger und Kommunen in Betracht.

### 5.7.1 Individualentschädigungen

#### 5.7.1.1 Enteignungsentschädigung

Nach den geltenden Regelungen in Deutschland ermöglicht § 45 EnWG im Hoch- und Höchstspannungsnetz die Enteignung von Grundstücken zugunsten der Energieversorgung. Davon umfasst ist nicht nur der in der Praxis eher seltene Vollentzug des Eigentums, sondern auch die Teilenteignung in Form der zwangsweisen Beschränkung des Eigentums mit dinglichen Rechten, die in der Regel durch Belastung mit einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit nach § 1090 BGB erfolgt (HERMES (2011), § 10 Rn. 44). Durch diese ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, das Grundstück in einzelnen Beziehungen zu benutzen (Überspannung mit Stromseilen, Errichtung eines Maststandortes, Wegerecht) bzw. der Eigentümer des Grundstücks ist gehalten, einzelne Handlungen zu unterlassen (Beschränkung der Nutzbarkeit im Schutzstreifen).

Die Entschädigung für diesen Rechtsverlust richtet sich nach den Vorschriften der Landesenteignungsgesetze, vgl. § 45a EnWG. Danach wird eine Entschädigung gewährt für den durch die Enteignung eintretenden Rechtsverlust. Es wird der Vermögensnachteil ausgeglichen, der durch die Eintragung der beschränkt persönlichen Dienstbarkeit eintritt. Nach der Rechtsprechung ist zur Ermittlung der Höhe des Vermögensnachteils die Differenzmethode anzuwenden (vgl. BGH (1992), S. 42 f.). Danach wird der Verkehrs- bzw. bei Maststandorten der Ertragswert des Grundstücks mit und ohne die Belastung miteinander verglichen. Der Verlust des Bodenverkehrswertes wird dabei mit 10 – 15 %, teilweise 20 % angenommen (BGH (1982), S. 66; OLG Hamm (1970), S. 815;); GELZER / BUSSE / FISCHER (2010), Rn. 647 m.w.N.). Der Verlust des Ertragswertes wird nach einem auf konkreten Fahrversuchen basierenden Gutachten berechnet, das als entschädigungspflichtige Positionen den Flächenverlust, den Arbeitszeitmehrbedarf, den zusätzlichen Zeitbedarf der eingesetzten Maschinen und die Kosten der Unkrautbekämpfung zugrunde legt (MARTENS (1978)).

Die (Teil- oder Voll-) Enteignung ist aber nur ultima ratio. Sie kommt nur zur Anwendung, wenn keine freiwillige Vereinbarung zwischen Vorhabenträger und betroffenem Eigentümer über die Eintragung einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit und die entsprechend zu zahlende Entschädigung zustande kommt. Das ist in der Praxis eher die Ausnahme. Im Interesse einer schnelleren Abwicklung wird üblicherweise vielmehr für den Schutzstreifen auf einer gesamten Leitungstrasse oder wie in Nordrhein-Westfalen gänzlich in einem gesamten Bundesland ein Mindest-Bodenverkehrswert angehalten, von dem sich die Entschädigung für Leitungsrechte ableitet (SCHMITTE (2008), S. 48). Für Maststandorte ist in der Praxis konkret der Rechtsverlust, den der Grundeigentümer aufgrund des Mastes erleidet, zu ermitteln. Um dies effizienter zu gestalten, bestehen in allen Bundesländern Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Landesbauernverbänden für Mittelspannungs- und Hochspannungsmasten (z.T. basierend auf dem Gutachten von MARTENS, vgl. SCHMITTE (2008), S. 48).

### **5.7.1.2 Zusätzliche Entschädigungsleistungen**

Eine Enteignungsentschädigung wird nur gezahlt bei den geschilderten unmittelbaren Beeinträchtigungen des Eigentums durch die Stromleitungen. Nur mittelbar durch die bloße optische Sichtbeziehung zur Leitung betroffene Bürger werden nach deutschem Recht nicht entschädigt. Denn mittelbare Beeinträchtigungen der Nutzbarkeit und die dadurch bewirkte Wertminderung und erschwerte Verwertbarkeit eines Grundstückes durch faktische Auswirkungen einer benachbarten Hochspannungsfreileitung stellen keine gezielte Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG dar (vgl. VGH Kassel (1999), Rn. 22) .

Sie begründen auch keinen Anspruch auf angemessenen Geldausgleich wegen unzumutbarer Immissionen durch eine benachbarte hoheitliche oder hoheitlich zugelassene Anlage oder Einrichtung. Denn dieser soll nicht die Wertminderung ausgleichen, sondern wird zweckgebunden nur für Maßnahmen des passiven Immissionsschutzes gewährt (vgl. VGH Kassel (1999), Rn. 23). Auch ein Anspruch aus enteignungsgleichem Eingriff auf Entschädigung wegen Wertminderung scheidet aus, da dieser nur gegeben ist, wenn die Wertminderung auf einer hoheitlichen rechtswidrigen Maßnahme beruht. Dafür müsste vorliegend der jeweilige Planfeststellungsbeschluss für den Bau der Stromleitung rechtswidrig ergangen sein. In diesem Fall gälte dann aber auch der Vorrang des Primärrechtsschutzes. Schließlich lässt sich der Anspruch auch nicht aus enteignendem Eingriff herleiten. Denn dieser ist nur begründet, wenn der Eingriff eine unbeabsichtigte und vor allem atypische Nebenfolge des Verwaltungshandels ist. Zudem müsste das Verwaltungshandeln unmittelbar in das Eigentum eingreifen, was bei einem Planfeststellungsbeschluss in der vorliegenden Konstellation ebenfalls nicht gegeben ist.

Anders als nach den geltenden deutschen Regelungen, wurden bei der Salzburgleitung 2 in Österreich (SALZBURGLEITUNG (2010), Abschn. 5.2) Direktzahlungen an die betroffenen Anrainer einer Elektrizitätsleitung empfohlen, gestaffelt nach dem jeweiligen Abstand von der Leitung. Für Anrainer in einem Abstand von 70 m – 100 m wurden 8000 Euro veranschlagt, für solche in einem Abstand von 101 m – 150 m jeweils 4000 Euro und für die, die in einem Abstand von 151 m – 200 m betroffen waren, jeweils 2000 Euro.

Solche Entschädigungsregelungen für vom Leitungsbau nur mittelbar beeinträchtigte Bürger sind problematisch. Sie könnten Auswirkungen auf die Notwendigkeit von Entschädigungsleistungen in einer Vielzahl anderer Konstellationen haben, etwa bei Nähe zu Fernstraßen, Eisenbahnlinien oder Kraftwerken. Zudem stünde zu erwarten, dass eine zunehmende Ausweitung der Parameter für die Abgrenzung der Entschädigungsberechtigten, etwa die Entfernung zu einer Höchstspannungsleitung, gefordert würde. Damit würde nur eine vorübergehende Erleichterung des Netzausbaus erreicht.

Im Ergebnis sollte daher allenfalls über eine generelle Überprüfung der geltenden Entschädigungsregelungen für zukünftige Dienstbarkeiten nachgedacht werden (so FORUM NETZINTEGRATION (2010), S. 62). Konkret käme in Frage, einen anderen Entschädigungsmaßstab in den Fällen zwangsweiser Grundstücksinanspruchnahme zugunsten Privater einzuführen, wie etwa die gesetzliche Festlegung eines höheren Anteils des Verkehrswertes des Grundstückes oder die Ausrichtung der Höhe der Entschädigungszahlung an dem wirtschaftlichen Nutzen, der aus dem Betrieb der Energieleitungen gezogen wird (so HOLZNAGEL (2010), S. 852).



Empfehlung:

Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden nicht empfohlen.

## **5.7.2 Ausgleichszahlungen an die Kommunen**

### **5.7.2.1 Naturschutzrecht**

Kommunen können nach geltendem Recht naturschutzrechtliche Ausgleichszahlungen erhalten. Diese richten sich nach dem Bundesnaturschutzgesetz und kommen nach § 15 Abs. 6 BNatSchG zur Anwendung, wenn ein Eingriff in Natur und Landschaft nicht vollständig ausgeglichen werden kann und eine Abwägung ergibt, dass er trotzdem zuzulassen ist. Wenn ein Leitungsbauvorhaben einer umweltverträglichen Energieversorgung und der Versorgungssicherheit dient, wird die Abwägung oft ergeben, dass die mit dem Eingriff verbundenen naturschutzrechtlichen Eingriffe zuzulassen sind (KALTENBORN (2010), S. 324).

Die Höhe der Ausgleichszahlung bemisst sich gemäß § 15 Abs. 6 S. 2 BNatSchG nach den hypothetischen durchschnittlichen Kosten der nicht durchführbaren Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen einschließlich der erforderlichen durchschnittlichen Kosten für deren Planung und Unterhaltung sowie die Flächenbereitstellung unter Einbeziehung der Personal- und sonstigen Verwaltungskosten. Sind diese nicht feststellbar, bemisst sich die Ersatzzahlung nach Dauer und Schwere des Eingriffs unter Berücksichtigung der dem Verursacher daraus erwachsenden Vorteile. Anderes gilt nach der Landesgesetzgebung in Niedersachsen (vgl. § 6 Abs. 1 S. 1 NAGBNatSchG), wonach sich die Ersatzzahlung abweichend von § 15 Abs. 6 S. 3 BNatSchG allein nach Dauer und Schwere des Eingriffs bemisst, wenn die Kosten nach § 15 Abs. 6 S. 2 BNatSchG nicht feststellbar sind, und höchstens sieben Prozent der Kosten für Planung und Ausführung des Vorhabens einschließlich der Beschaffungskosten für Grundstücke beträgt.

Die Bemessung der Ausgleichsmaßnahmen bzw. -zahlungen ist nicht immer unproblematisch möglich. Unterschiedliche Ansichten darüber, was an Kompensationen zu leisten ist, führen im Einzelfall in der Praxis zu erheblichen Verzögerungen innerhalb des Planfeststellungsverfahrens. Denkbar ist ein Streit darüber, ob es sich bei einem mit Wuchshöhenbeschränkung wieder aufgeforsteten Wald nach wie vor um Wald handelt oder ob vielmehr eine Waldumwandlung stattgefunden hat, die statt durchgängig im Verhältnis 1:1 im Verhältnis 1:3 auszugleichen ist, weil teilweise kostbarer Altwald betroffen ist. Auch unterschiedliche Ansichten in der Frage multifunktionalen Ausgleichs, d.h. in der Frage, ob eine Kompensation, die bspw. für in Anspruch genommenen Wald zu leisten ist, auch auf



die Kompensation für das Landschaftsbild anzurechnen ist, kann zu zeitaufwändigen Neuberechnungen der Kompensationsleistungen führen.

Grundsätzlich sollte bei Problemen dieser Art die endgültige Klärung des Kompensationsumfanges unter dem Aspekt der Verfahrensbeschleunigung durch einen Auflagenvorbehalt aus dem Planfeststellungsbeschluss herausgelöst und einer ergänzenden Entscheidung vorbehalten werden. Der Grundsatz der Einheitlichkeit des Planfeststellungsverfahrens bzw. das planerische Gebot der Konfliktbewältigung steht dem nicht entgegen (vgl. BVerwG (1997), S. 218) Gegenstand eines Planergänzungsvorbehalts kann grundsätzlich auch eine Maßnahme bilden, die der Verursacher eines Eingriffs in Natur und Landschaft im Rahmen des Stufenmodells der Eingriffsregelung des BNatSchG zu treffen hat (vgl. BVerwG (1994), S. 322).

Die naturschutzrechtliche Ersatzzahlung ist nach § 15 Abs. 6 S. 7 BNatSchG zweckgebunden für Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege, für die nicht bereits nach anderen Vorschriften eine rechtliche Verpflichtung besteht, (anders die abweichende Landesgesetzgebung in Niedersachsen, vgl. § 6 Abs. 1 S. 2 NAGBNatSchG, wonach die Ersatzzahlung auch für bestimmte Festlegungen und Maßnahmen verwendet werden kann, für die bereits nach anderen Vorschriften eine rechtliche Verpflichtung besteht) möglichst in dem betroffenen Naturraum zu verwenden. Die Kommunen können die Gelder also bspw. nicht zur Verbesserung der sozialen Infrastruktur etwa in den Bau von Kindergärten investieren.

#### Empfehlung:

Bei Streitigkeiten über den Umfang naturschutzrechtlicher Ausgleichszahlungen sollte die endgültige Klärung aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung durch einen Auflagenvorbehalt aus dem Planfeststellungsbeschluss herausgelöst und einer ergänzenden Entscheidung vorbehalten werden.

#### 5.7.2.2 Sonstige Vorschläge zu Ausgleichszahlungen

Es gibt auch andere Ansätze für Ausgleichszahlungen an Kommunen. Ein – zwischenzeitlich wieder aufgegebener – Entwurf für ein Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (Art. 1 KSpG-E 2010) etwa sah für die über dem Speichergebiet gelegene Gemeinde pro Tonne verpresstem CO<sup>2</sup> eine Ausgleichszahlung vor, vgl. § 42 KSPG-E. Sie sollte 2 % der jährlich eingesparten Emissionen betragen. Der Anteil der Gemeinde sollte sich nach ihrem jeweiligen prozentualen Anteil an der (in § 13 Abs. 2 Nr. 2 KSpG-E bezeichneten) Lage und Ausdehnung des Kohlendioxid-speichers bemessen. Als Grund für die Ausgleichzahlung wurden die besondere

Betroffenheit der Kommune von der Speicherung und die damit verbundenen Vermittlungslasten genannt (vgl. Begründung zu § 42 KSpG-E, S. 78). Dieser Ansatz wurde teilweise kritisiert, da er eine abzulehnende Einflussnahme auf die Meinungsbildung der Betroffenen darstelle und der Argwohn bzgl. der vermeintlichen Sicherheit der CO<sup>2</sup>-Speicherung verstärkt werde (vgl. BBU (2010): „Wäre die CCS-Technologie [...] so sicher wie behauptet, würde es des Ausgleichsanspruchs nicht bedürfen.“).

In Österreich wurde bei der Salzburgleitung 2 neben den geschilderten Individualentschädigungen für mittelbar betroffene Anrainer auch eine kilometerbezogene Ausgleichszahlung an die betroffenen Gemeinden empfohlen (SALZBURGLEITUNG (2010), Abschn. 5.2). Durch die Erbringung der Ausgleichszahlungen soll ein Beitrag zur Erhaltung der landschaftlichen Eigentümlichkeit sowieso zur Verbesserung der Infrastruktur und des Lebensraums der Gemeinden geleistet werden (SALZBURGLEITUNG (2010), Abschn. 5.2). Die Ausgleichszahlung setzt sich aus drei Teilkomponenten zusammen. Es gibt einen Basissatz, der kilometerbezogen je Gemeinde 9 Mio. Euro beinhaltet. Hierauf erfolgt ein Aufschlag in Höhe von 3 Mio. Euro für raumordnerisch sensible Bereiche und LEG Berührungspunkte, d.h. Bereiche, in denen die gemäß § 54a SALZBURGER LEG (1999) definierten Abstände von 400 m bzw. 200 m von Leitungsanlagen mit einer Spannung von mehr als 110 kV zu gewidmeten bzw. zu nicht gewidmeten Wohnbereichen tangiert werden. Schließlich ist ein Aufschlag in Höhe von 2 Mio. Euro für landschaftlich sensible Bereiche mit hoher Sichtbeziehung, z.B. Talquerungen, vorgesehen. Bei der Verwendung der Ausgleichszahlung sollen die Gemeinden grundsätzlich frei sein. Die Expertengruppe sprach sich jedoch dafür aus, die Finanzmittel in einer Größenordnung von zwischen 33 % und 50 % für Verkabelungen der Nieder- und Mittelspannungsleitungen der Salzburg AG zu verwenden. Im Sinne eines Anreizmodells wurde von dieser zugesagt, jenen Betrag, den die Gemeinden dafür verwenden, um 50 % zu erhöhen.

Als weiterer Ansatz für eine finanzielle Kompensation für Gemeinden käme grundsätzlich auch der Ausgleich im Rahmen der föderalen Finanzverfassung in Frage, womit gleichzeitig dokumentiert werden könnte, dass der Netzausbau eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist. In diese Richtung wies ein Vorschlag des BDI (BDI (2010)) in seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf für den KSpG-E 2010 zum Ausgleich für Kommunen nach § 42 KSpG-E bezogen auf die gesamtgesellschaftliche Aufgabe der Einführung und Erprobung von CCS-Speicherung. Die Gründung von Stiftungen zur Förderung gemeinnütziger Vorhaben in den betroffenen Regionen, etwa für die Region um Schacht Konrad im Bereich von Salzgitter als Ausgleich für das dortige Atommülllager (auch „Salzgitterfonds“ genannt), ist ein weiterer Ansatz.

Derartige finanzielle Ausgleichsleistungen für von der Leitung betroffene Kommunen sind erwägenswert. Die betroffenen Kommunen erzielen durch Höchstspannungsleitungen, anders als etwa im Falle von Straßen- oder Bahnanbindungen oder gewerblichen Ansiedlungen, keinerlei anderweitigen wirtschaftlichen Vorteil. Die Möglichkeit, finanzielle Anreize für die Regionen einzusetzen, um die Verfahren zu beschleunigen, wird auch von der Europäischen Kommission benannt (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), S. 16).

### **5.7.2.3 Energiepaket 2011**

Durch Art. 4 und Art. 5 Nr. 1 des Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze wurden die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) dahingehend geändert, dass künftig Ausgleichszahlungen an Kommunen unter bestimmten Voraussetzungen in der Anreizregulierung anerkannt werden. Damit wird ein Ausgleichsmechanismus für Beeinträchtigungen geschaffen, die Gemeinden beim Leitungsbau im Interesse des Gemeinwohls hinnehmen müssen.

Nach § 5 Abs. 4 StromNEV sind bei der Ermittlung der Netzentgelte Zahlungen als Kostenposition bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen, die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf Grundlage einer Vereinbarung mit Kommunen oder deren Interessenverbänden an Städte und Gemeinden, auf deren Gebiet eine Freileitung auf neuer Trasse errichtet wird, entrichtet haben. Voraussetzung dafür ist, dass es sich um eine Hochspannungsfreileitung mit einer Nennspannung von 110 kV oder mehr handelt (ausgenommen Bahnstromfernleitungen). Erfasst sind auch Leitungen, die sich bereits im Planungsstadium befinden, denn Anknüpfungspunkt ist die tatsächliche Inbetriebnahme der Leitung (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Es muss sich allerdings um die Errichtung einer neuen Leitung in einer neuen Trasse handeln. Leitungen, die in Nutzung vorhandener Trassen errichtet werden, fallen also nicht darunter.

Die Berücksichtigung der Zahlung ist nur einmalig und nur bis zu einer angegebenen Höhe möglich. Diese beträgt für Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV und für Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 kV jeweils vierzigtausend Euro pro Kilometer. Durch § 11 Abs. 2 Nr. 8b ARegV wird klargestellt, dass die Zahlungen als nicht beeinflussbare Kostenanteile behandelt werden und daher nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Die konkrete Mittelverwendung bleibt grundsätzlich in der Autonomie der jeweiligen Gebietskörperschaft (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35).

Ob Ausgleichsleistungen an die Kommune auch zu einer Akzeptanzsteigerung auf Seiten des einzelnen Bürgers führen werden, wird nicht zuletzt davon abhängen,

inwieweit die begünstigten Kommunen ihren Einwohnern die finanziellen Vorteile bewusst machen können. Darüber hinaus wird von Bedeutung sein, ob mit den zusätzlichen Mitteln den Interessen der am meisten betroffenen Anwohner Rechnung getragen werden kann. Daher sollte geprüft werden, ob Vorgaben zur Mittelverwendung durch die Kommune denkbar sind, die unmittelbare Vorteile für eine größere Anzahl der betroffenen Einwohner gewährleisten. Um strafrechtliche Konsequenzen (etwa Bestechungstatbestände) auszuschließen, sollten derartige Ausgleichsleistungen zudem gesetzlich vorgesehen werden.

**Empfehlung:**

Finanzielle Ausgleichsleistungen für vom Leitungsbau betroffene Kommunen können den Netzausbau beschleunigen. Geprüft werden sollten Vorgaben zur Mittelverwendung durch die Kommune, die den Einwohnern die finanziellen Vorteile bewusst machen und unmittelbare Vorteile für eine größere Anzahl der betroffenen Einwohner gewährleisten.

## **6 Kostenanerkennung (Investitionsbudgets)**

Die Genehmigung eines Netzausbauvorhabens auf der Höchstspannungsebene beschränkt sich auf die Zulässigkeit des Vorhabens und umfasst nicht automatisch die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung. Für die Kostenanerkennung ist die Bundesnetzagentur gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

### **6.1 Kostenanerkennung in der Anreizregulierung: Überblick**

Im Rahmen der Anreizregulierung wird für jeden Netzbetreiber für eine jeweils fünfjährige Regulierungsperiode eine Erlösobergrenze festgelegt. Diese begrenzt die zulässigen Einnahmen aus Netzentgelten. Die Höhe der Erlösobergrenze wird auf Grundlage einer Kostenprüfung des jeweiligen Netzbetreibers ermittelt und jährlich nach vorgegebenen Kriterien angepasst. Ihrer Höhe nach soll sie die effizienten Netzkosten des betreffenden Netzbetreibers einschließlich einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung (Gewinn) abdecken (WEYER (2011), Kap. 75).

Aufgrund der Anknüpfung an die Kostenprüfung zu Beginn einer Regulierungsperiode deckt die Erlösobergrenze im Ausgangspunkt keine zusätzlichen Kosten ab, die während der Regulierungsperiode durch Netzausbaumaßnahmen entstehen. Diese könnten daher erst in der nächsten Kostenprüfung für die folgende Regulie-

rungsperiode berücksichtigt werden. Außerdem beschränkt sich die Kostenanerkennung auf die effizienten Netzkosten. Hierzu wird ein Effizienzvergleich zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland und anderen Netzbetreibern in der EU durchgeführt, § 22 Abs. 1 und 2 ARegV. Soweit die Kosten eines Übertragungsnetzbetreibers in diesem Effizienzvergleich als überhöht erscheinen, werden die ermittelten Ineffizienzen über den Verlauf der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut, d.h. die Erlösobergrenze wird in jährlichen Schritten auf das effiziente Niveau abgesenkt. Sofern der Netzbetreiber höhere Kosten hat als er im Rahmen der Erlösobergrenze auf die Netznutzer umlegen kann, schmälert dies seine Eigenkapitalverzinsung (seinen Gewinn) oder führt im Extremfall sogar zu einem Verlust. Insbesondere die beiden genannten Faktoren sind geeignet, die Investitionsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber negativ zu beeinflussen. Die ARegV wirkt dem vor allem mit dem Instrument der Investitionsbudgets entgegen (unten Abschn. 6.2).

Die Kosten des Netzausbaus werden vom Netzbetreiber auf seine Netzentgelte umgelegt. Sie wirken sich daher grundsätzlich nur innerhalb seines Netzgebietes (seiner Regelzone) aus. Nur in bestimmten Fallgestaltungen hat der Gesetzgeber eine bundesweite Ausgleichsregelung vorgesehen, so dass die Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Netznutzer in allen Regelzonen verteilt werden. Dies betrifft zum einen die Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG), zum anderen die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG). Ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates zur Änderung des § 12c Abs. 4 EnWG, mit dem ein finanzieller Ausgleich der Kosten für alle im bestätigten Netzentwicklungsplan festgestellten Maßnahmen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen werden sollte (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13), wurde im Energiepaket 2011 nicht verwirklicht. Allerdings wird die Bundesregierung ihre laufende Prüfung eines bundesweiten Ausgleichsmechanismus weiter fortsetzen (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

## **6.2 Genehmigung von Investitionsbudgets**

### **6.2.1 Grundsatz**

Investitionsbudgets werden nach § 23 ARegV genehmigt für Kapital- und Betriebskosten von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze, soweit diese zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Erweiterungsinvestitionen sind Investitionen, mit denen das bestehende Netz hinsichtlich seiner Netzlänge oder auch nur hinsichtlich seiner Kapazität vergrößert



ßert wird. Umstrukturierungsinvestitionen sind solche, die der Übertragungsnetzbetreiber tätigt, um das bestehende Netz an geänderte Anforderungen anzupassen. Einem Investitionsbudget nicht zugänglich sind dagegen bloße Ersatzinvestitionen.

Für Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene kommt die Genehmigung eines Investitionsbudgets daher grundsätzlich in Betracht. Dies gilt jedenfalls dann, wenn die (kostenmäßig) günstigste technische Ausführung gewählt wird. Dies wird in der Regel die Freileitungstechnik sein. Für Erdleitungen hat der Verordnungsgeber aber durch Sonderregelungen die Genehmigungsfähigkeit jedenfalls in bestimmten Fällen ausdrücklich klargestellt (unten Abschn. 6.3).

Das Investitionsbudget muss bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, beantragt werden, § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV. Der Antrag muss eine zusammenfassende Beschreibung der geplanten Investitionen, eine Begründung der Notwendigkeit der Investitionen, Netzberechnungen, eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die Variantenauswahl und eine Dokumentation der Vorzugsvariante enthalten. Die Bundesnetzagentur hat das beantragte Investitionsbudget zu genehmigen, wenn die Voraussetzungen nach § 23 Abs. 1 ARegV erfüllt sind, insbesondere also der Bedarf für die Netzausbaumaßnahme feststeht.

In der Konsequenz werden die zur Durchführung der Netzausbaumaßnahme tatsächlich entstandenen Kosten im Rahmen des Investitionsbudgets als sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV anerkannt und führen zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze. Dies hat für den Übertragungsnetzbetreiber zum einen den Vorteil, dass die Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auch während der laufenden Regulierungsperiode angepasst werden kann, die Investitionskosten also nicht erst in der nächsten Kostenprüfung Berücksichtigung finden können. Zum anderen sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile vom Effizienzvergleich ausgenommen und unterliegen auch keiner effizienzbedingten Kürzung. Die mit dem Investitionsbudget zusätzlich zugestandenen Erlöse werden somit nicht abgeschmolzen (UFER et al. (2010), S. 7).

Nach der Praxis der Bundesnetzagentur ist die Genehmigung des Investitionsbudgets allerdings befristet bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der die Investition kostenwirksam wird (bestätigt durch OLG Düsseldorf (2011), S. 147 ff.). In folgenden Regulierungsperioden ist eine etwaige effizienzbedingte Kürzung der Kosten der Netzausbaumaßnahme nur dann ausgeschlossen, wenn diese Kosten noch auf einer anderen Grundlage als dauerhaft nicht beeinflussbar anzuerkennen sind. Dies kommt insbesondere für die Mehrkosten der Erdverkabelung in Betracht (unten Abschn. 6.3).



### 6.2.2 Möglichkeit der Anpassung von Investitionsbudgets

Häufig werden bei Beantragung und Genehmigung eines Investitionsbudgets die Einzelheiten der Vorhabengenehmigung (regelmäßig im Rahmen eines Planfeststellungsbeschlusses) noch nicht abschließend geklärt sein. Daher stellt sich die Frage, ob es eine Möglichkeit gibt, ein genehmigtes Investitionsbudget anzupassen. Die Bundesnetzagentur geht insbesondere im Falle der EnLAG-Piloten davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber nach Erlass des Planfeststellungsbeschlusses eine Anpassung des Investitionsbudgets bei etwaigen Mehrkosten für Erdverkabelung erlangen können.

Die Anreizregulierungsverordnung sieht vor, die Genehmigung mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall zu versehen, dass die Investition nicht der Genehmigung entsprechend durchgeführt wird, vgl. § 23 Abs. 5 ARegV. Der Widerrufsfall kann danach eintreten bei Änderungen in der Projektrealisierung, die zu einer Anpassung des genehmigten Investitionsbudgets führen können, weil eine Neubewertung der Genehmigungsfähigkeit erforderlich wird. Dies nimmt die Bundesnetzagentur an, wenn wesentliche, zum Zeitpunkt der ursprünglichen Genehmigung nicht bekannte Änderungen bei der Projektausführung auftreten, wie etwa die Verwendung von Kabel statt Freileitung (BNETZA (2010), S. 14). Legt der Planfeststellungsbeschluss also auf bestimmten Leitungsabschnitten eine Teilverkabelung fest, hat der Vorhabenträger dies der Bundesnetzagentur bis spätestens 31.03. des Folgejahres nach Bekanntgabe dieser Entscheidung unter Angabe der Gründe, die zu dieser Änderung geführt haben, mitzuteilen. Da es im Interesse des Vorhabenträgers liegt, dass das Investitionsbudget an die geänderten Umstände angepasst wird, muss er darüber hinaus zumindest darlegen, warum die Änderungen für ihn zum Zeitpunkt der Genehmigung des Investitionsbudgets nicht vorhersehbar waren (BNETZA (2010), S. 14). Die Pflicht zu begründen, warum die Änderung nicht vorhersehbar war, basiert auf den allgemein für Rücknahme und Widerruf geltenden Regelungen in §§ 48, 49 VwVfG.

## 6.3 Erdleitungen

### 6.3.1 Sonderregelungen

Ob die Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Genehmigung eines Investitionsbudgets erfüllt sind, ist von der Bundesnetzagentur grundsätzlich im Einzelfall zu prüfen. Der Verordnungsgeber hat in § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV jedoch eine Reihe von Investitionsmaßnahmen aufgeführt, bei denen grundsätzlich vom Vorliegen der Voraussetzungen auszugehen ist. Hierzu gehören insbesondere Erdleitungen

- zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV) sowie
- im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV).

Damit ist insbesondere sichergestellt, dass auch die Mehrkosten im Falle einer Erdverkabelung grundsätzlich im Rahmen von Investitionsbudgets kostenmäßig anerkannt werden und auf die Netzentgelte umgelegt werden dürfen.

Der Ordnungsgeber hat darüber hinaus in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV die Anerkennung bestimmter Kosten auch unabhängig von der Genehmigung eines Investitionsbudgets – insbesondere also auch nach Ablauf einer befristeten Genehmigung – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bestimmt. Diese Kosten unterliegen daher weiterhin keiner Kürzung aufgrund des Effizienzvergleichs. Hierunter fallen wiederum insbesondere die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV) und die Mehrkosten der Erdverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 14 ARegV). Allerdings ergibt sich insoweit eine zusätzliche Einschränkung, als jedenfalls § 11 Abs. 2 Nr. 14 ARegV auf § 2 Abs. 4 EnLAG verweist, der seinerseits nach Satz 3 nur die Mehrkosten der Erdverkabelung einbezieht, „soweit sie einem effizienten Netzbetrieb entsprechen“. Insoweit ist die Anerkennung der Mehrkosten für Erdverkabelung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bei den vier EnLAG-Piloten nicht automatisch gesichert.

Als weitere Besonderheit findet im Falle der Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG) und im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG) ein bundesweiter Kostenausgleich statt, der insbesondere die Mehrkosten infolge der Erdverkabelung umfasst. Die Mehrkosten treffen damit nicht allein die Netznutzer in der jeweiligen Regelzone, sondern werden auf sämtliche Netznutzer in Deutschland umgelegt.

### **6.3.2 Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen**

Außerhalb der Erdverkabelung im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen und der vier EnLAG-Pilotvorhaben fehlt es an einer ausdrücklichen Regelung zur Anerkennungsfähigkeit der Mehrkosten einer Erdverkabelung. Diese ist daher von der Bundesnetzagentur im Einzelfall zu prüfen. Grundsätzlich ist die Kostenanerkennung an den Kriterien des § 1 Abs. 1 EnWG – möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Energieversorgung – auszurichten. Der bewussten Beschränkung der gesetzlichen Regelungen zur Möglichkeit der Genehmigung von Investitionsbudgets und zur Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile lässt sich allerdings entnehmen, dass eine weitergehende Anerkennung der Mehrkosten für Erdverkabelung nach derzeitiger Rechtslage nur ausnahmsweise in Betracht kommt. Darüber hinaus schei-

det im Falle einer Erdverkabelung außerhalb der oben genannten Fallgestaltungen jedenfalls eine bundesweite Kostenumlage aus.

Eine erweiterte Kostenanerkennung dürfte sich aus dem Energiepaket 2011 ergeben. Gemäß § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) EnWG kann im Bundesbedarfsplan ein weiteres Pilotprojekt mit Teilverkabelung vorgesehen werden, das der verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen dient. Für ein solches Projekt müsste aus Konsistenzgründen auch ein Investitionsbudget grundsätzlich genehmigungsfähig sein. Das dürfte im Übrigen auch im Falle einer HGÜ-Leitung gelten (unten 6.4.1).

## 6.4 HGÜ

### 6.4.1 Sonderregelungen

Unter die Investitionsmaßnahmen, bei denen grundsätzlich vom Vorliegen der Voraussetzungen zur Genehmigung eines Investitionsbudgets auszugehen ist, fallen auch bestimmte HGÜ-Leitungen. Dies betrifft gemäß § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV jedenfalls

- Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und
- neue grenzüberschreitende HGÜ-Verbindungsleitungen,

jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind. Damit ist sichergestellt, dass in diesen Konstellationen auch die Kosten von HGÜ-Leitungen grundsätzlich im Rahmen von Investitionsbudgets kostenmäßig anerkannt werden und auf die Netzentgelte umgelegt werden dürfen. Zu beachten ist allerdings, dass § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV die Genehmigung eines Investitionsbudgets ausdrücklich auf Pilotprojekte beschränkt und unter dem Vorbehalt stellt, dass diese Pilotprojekte im Rahmen der Ausbauplanung „für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind“. Auch die Gesetzesmaterialien zu § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG stellen ausdrücklich klar, dass die dort angesprochenen grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen – anders als Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG – keine automatische Kostenanerkennung nach sich ziehen (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 19).

Fraglich ist, ob Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV auch für die hier zu betrachtenden HGÜ-Erdleitungen in Betracht kommen. Da die Vorschrift nicht zwischen Frei- und Erdleitungen unterscheidet, ist dies nicht von vornherein ausgeschlossen. Die Einschränkung auf die Erforderlichkeit für einen „effizienten Netzbetrieb“ legt allerdings die Auffassung nahe, dass regelmäßig nur Freileitungen erfasst werden. Andernfalls wären sogar die Mehrkosten einer HGÜ-

Vollverkabelung grundsätzlich vollständig im Rahmen eines Investitionsbudgets anerkennungsfähig. Ein solches Verständnis erscheint im Vergleich zu der beschränkten Kostenanerkennung der Erdverkabelung nach § 2 EnLAG, die sich auf die Teilverkabelung bestimmter Abschnitte der vier ausgewählten Vorhaben beschränkt, ausgeschlossen. Allenfalls in Ausnahmefällen könnte der Einsatz von HGÜ-Erdleitungen als effizient erscheinen, etwa bei einer begrenzten Fortführung von Seekabeln oder grenzüberschreitenden Erdleitungen als Erdkabel. Dies sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden.

Eine Erweiterung ergibt sich aus dem Energiepaket 2011. Gemäß § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) EnWG kann im Bundesbedarfsplan ein Pilotprojekt mit Teilverkabelung vorgesehen werden, das der verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen dient. Bei dem Projekt kann es sich nach der ausdrücklichen Feststellung in der Gesetzesbegründung auch um eine HGÜ-Leitung handeln (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Für ein solches Projekt muss daher aus Konsistenzgründen auch ein Investitionsbudget grundsätzlich genehmigungsfähig sein.

Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen sind außerdem nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen denkbar. Die Vorschrift nimmt ausdrücklich auf § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG Bezug. Erfasst wird damit die Ausführung im Küstenmeer als Seekabel sowie deren Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Nicht ausdrücklich geregelt ist zwar, ob neben Drehstrom-Erdleitungen auch HGÜ-Erdleitungen in Betracht kommen. Die bereits genannten Gründe für ein derartiges Verständnis gelten aber auch hier: Die Anbindung von Offshore-Anlagen muss teilweise aus technischen Gründen als HGÜ erfolgen, weil Drehstromleitungen ab einer gewissen Länge eine Blindstromkompensation erfordern, die bei Seekabeln kaum durchführbar ist. Daher ist davon auszugehen, dass auch HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels abgedeckt werden sollen (oben Abschn. 5.6.2). Gleiches dürfte dann auch für die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV und für die bundesweite Ausgleichsregelung nach § 17 Abs. 2a S. 7 EnWG gelten.

Dagegen erscheinen Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV im Falle einer Teilverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben ausgeschlossen. Auch hier gelten die bereits im Zusammenhang mit der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens erörterten Erwägungen. Insbesondere betrifft § 2 Abs. 3 EnLAG im Ausgangspunkt ersichtlich nur Drehstromleitungen und soll insoweit eine Erprobung der Teilerdverkabelung ermöglichen. Zudem ergeben sich aus technischer Sicht für HGÜ wesentliche Nachteile gegenüber einer Drehstrom-Freileitung mit Zwischenverkabelung, etwa aus der fehlenden

Überlastbarkeit, einem ungenügenden Beitrag zur Netzstabilität, fehlender Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und hohen Verlusten an den Konverterstationen der Abgänge ins Verbundnetz, mit denen zugleich hohe Zusatzkosten verbunden sind (oben Abschn. 5.6.2).

Da weder der Wortlaut des § 2 Abs. 3 EnLAG noch des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV eindeutig ist und die Verwendung der HGÜ-Technik etwa auf der EnLAG-Pilottrasse Wahle – Mecklar teilweise gefordert wird, sollte auch hinsichtlich der Kostenanerkennung – ebenso wie bereits hinsichtlich der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens befürwortet – klargestellt werden, dass der Anwendungsbereich der Vorschriften sich auf Drehstrom-Erdleitungen beschränkt.

**Empfehlungen:**

1. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen nur in Ausnahmefällen vorsieht, etwa bei einer begrenzten Fortführung von Seekabeln oder grenzüberschreitenden Erdleitungen als Erdkabel. Dies sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden.
2. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.
3. Es sollte klargestellt werden, dass § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV i.V.m. § 2 Abs. 1 EnLAG Investitionsbudgets nur für die Drehstrom-Teilverkabelung bei den vier EnLAG-Erdkabelpilotvorhaben, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.

#### **6.4.2 Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen**

Außerhalb der genannten Sonderregelungen fehlt es an einer ausdrücklichen Regelung zur Anerkennungsfähigkeit der Mehrkosten einer HGÜ-Erdverkabelung. Diese ist daher von der Bundesnetzagentur im Einzelfall zu prüfen. Die bewusste Beschränkung der gesetzlichen Regelungen zur Möglichkeit der Genehmigung von Investitionsbudgets und zur Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile spricht wiederum dafür, dass eine weitergehende Anerkennung der Mehrkosten für HGÜ-Erdverkabelung nach derzeitiger Rechtslage nur ausnahmsweise in Betracht kommt.

Darüber hinaus scheidet im Falle einer HGÜ-Erdverkabelung außerhalb des § 17 Abs. 2a S. 7 EnWG jedenfalls eine bundesweite Kostenumlage aus.

## **6.5 Zusammenarbeit mit Planungs- und Genehmigungsbehörden**

Wie ausgeführt, besteht zwischen etwaigen kostensteigernden Anforderungen der Planungs- und Genehmigungsverfahren und der Prüfung der Kostenanerkennung durch die Bundesnetzagentur ein Zusammenhang. Dies erfordert eine Kooperation zwischen Planungs- und Genehmigungsbehörden auf der einen und der Bundesnetzagentur auf der anderen Seite, die bislang aber nur rudimentär geregelt ist. Eine Bindung der Bundesnetzagentur an etwa vorliegende Entscheidungen der Planungs- oder Genehmigungsbehörde ist ebenso wenig vorgesehen wie deren Bindung an eine Entscheidung der Bundesnetzagentur. Die dadurch bedingten Ungewissheiten können zu Verzögerungen des Netzausbaus führen. Im Einzelnen wurde die Problematik unter 2.3.2 dargestellt.

Zur Verbesserung wurde bereits vorgeschlagen klarzustellen, dass die Bundesnetzagentur an die – nach Stellungnahmemöglichkeit ergangene – Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde gebunden ist. Die durch die Wahl von Trassenkorridor und konkreter Ausgestaltung verursachten Mehrkosten im Vergleich zu anderen Korridoren oder Ausgestaltungen sind daher als ersatzfähig anzuerkennen, insbesondere im Rahmen von Investitionsbudgets.

Demgegenüber sollte erwogen werden, bei Vorgaben der Planungs- oder Genehmigungsbehörden zur technologischen Ausführung von Netzausbauvorhaben (z.B. als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung) ein Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur vorzusehen. Damit würde zum einen eine hinreichende Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen sichergestellt, zum anderen die Gefahr divergierender Auffassungen über die Anerkennungsfähigkeit etwaiger Mehrkosten in der Anreizregulierung vermieden.

Die Problematik ist abgemildert, soweit bereits auf Ebene der Bedarfsplanung Vorgaben zur technologischen Ausführung gemacht werden. Es sollte daher stets geprüft werden, ob derartige Vorgaben auf der Ebene der Bedarfsplanung möglich sind und damit die weiteren Verfahren entlasten können.

## **7. Zusammenfassung und Empfehlungen zum Teilbericht Recht**

### **7.1 Zusammenfassung**

Festzuhalten ist aus rechtlicher Sicht zunächst, dass der Rechtsrahmen einer Erdverkabelung, sowohl in Drehstrom- als auch in Gleichstromtechnik, auf der Höchstspannungsebene enge Grenzen setzt. Diese Grundentscheidung wurde im Rahmen des Energiepaketes 2011, trotz der deutlichen Ausweitung der Erdverkabelungsvorgaben für die 110 kV-Ebene, für die Höchstspannungsebene beibehalten. Vorgesehen ist eine Erdverkabelung zunächst für die Fortführung von Seekabeln an Land (§ 43 S. 1 Nr. 3 und 4 EnWG). Darüber hinaus ist eine Erdverkabe-



lung auf Höchstspannungsebene – zudem nur in Form einer Teilverkabelung – lediglich für die vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG sowie nunmehr für ein weiteres Pilotvorhaben zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12e Abs. 3 EnWG vorgesehen. Eine solche Teilverkabelung setzt zudem voraus, dass es sich um einen technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt handelt und dass entweder eine Siedlungsannäherung erfolgt oder der Naturpark Thüringer Wald betroffen ist. Zusätzliche Restriktionen ergeben sich für HGÜ-Erdleitungen, da eine Ausführung in Gleichstromtechnik (HGÜ) nach dem Verständnis des Teilberichts Recht nur durch die Sondervorschriften für Seekabel-Fortführungen sowie für das Pilotvorhaben nach § 12e EnWG, nicht aber für die vier EnLAG-Pilotvorhaben abgedeckt ist.

Außerhalb der Seekabel-Fortführungen und der vier Teilverkabelungs-Pilotvorhaben des EnLAG ist die Zulässigkeit einer Erdverkabelung angesichts der Gesetzesbegründung zum EnLAG problematisch, erscheint im Ergebnis allerdings naheliegend. Gleiches gilt für die Regelung eines Erdkabel-Pilotvorhabens zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12e Abs. 3 EnWG. Die Anerkennung der Mehrkosten in der Anreizregulierung ist aber bewusst restriktiv ausgestaltet und bedarf außerhalb der genannten Fälle besonderer Begründung. Damit erscheint eine Erdverkabelung außerhalb der angesprochenen Regelungen weitgehend ausgeschlossen, solange nicht ein Dritter aufgrund besonderer Umstände die Kosten übernimmt. Nicht deutlich geregelt ist die Frage, ob die Bundesnetzagentur ausnahmsweise auch dann zur Kostenanerkennung verpflichtet ist, wenn die Genehmigungsbehörde das Vorhaben nur als Erdverkabelung, ggf. auch mit Vorgaben zur Ausführung in Dreh- oder Gleichstromtechnik, zugelassen hat. Wünschenswert erscheint insoweit eine gesetzliche Regelung der Bindungswirkung, wobei die Einführung einer Einvernehmensregelung befürwortet wird.

Der Rechtsrahmen für den Netzausbau durch Höchstspannungsdrehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen, soweit diese nach dem Vorstehenden überhaupt in Betracht kommen, hat sich mit dem Energiepaket 2011 erheblich fortentwickelt. Der Teilbericht Recht begrüßt insbesondere die Vorschaltung einer hoheitlichen Bedarfsplanung vor die Festlegung von Trassenkorridoren und die Zulassung konkreter Leitungsbauprojekte. Eine fachlich fundierte und hoheitlich abgesicherte Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist notwendige Voraussetzung, damit Leitungsbauprojekte von den Betroffenen im Grundsatz akzeptiert werden. Begrüßenswert ist in diesem Zusammenhang auch die weitreichende Öffentlichkeitsbeteiligung. Insoweit ist die Erstellung eines Bundesbedarfsplanes auf Grundlage des von den Übertragungsnetzbetreibern aufgestellten, behördlich überprüften und umfassend konsultierten Szenariorahmens und nationalen Netzentwicklungsplanes ein wesentliches Instrument zur Verbesserung des Rechtsrahmens. Damit entfällt der

problematische Ansatz, im Raumordnungsverfahren auf die nachfolgende Prüfung der Planrechtfertigung im Planfeststellungsverfahren zu verweisen.

Der Bundesbedarfsplan als hoheitliche Bedarfsfeststellung sollte nach der Empfehlung des Teilberichts Recht deutlich über den bisherigen Detaillierungsgrad des EnLAG-Bedarfsplans oder der TEN-E-Leitlinien hinausgehen und etwa auch Angaben zu den Anforderungen hinsichtlich Netzverknüpfungen sowie der Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern enthalten. Zudem sollte er auch, soweit energiewirtschaftlich begründet, Vorgaben zu der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung enthalten. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funktion des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.

Begrüßt wird die grundsätzliche strukturelle Trennung der Bedarfsermittlung (nunmehr §§ 12a ff. EnWG) einerseits und der Festlegung von Trassenkorridoren (Bundesfachplanung bzw. Raumordnung) andererseits. Dahinter steht die Überlegung, dass die Bedarfsermittlung vorrangig eine energiewirtschaftliche Fachplanung erfordert, während die Festlegung der Trassenkorridore eine überfachliche Abstimmung der unterschiedlichen Nutzungsansprüche an den Raum notwendig macht. Wünschenswert erscheint eine Abbildung dieser unterschiedlichen Aufgaben in der Behördenzuständigkeit. Soweit im Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG nunmehr eine einheitliche Zuständigkeit der Bundesnetzagentur begründet ist, sollte zumindest eine eindeutige organisatorische Trennung innerhalb der Behörde erfolgen.

Die Festlegung der Trassenkorridore erfolgte bislang durch Landesplanungsbehörden. Dies kann gerade bei länderübergreifenden Vorhaben (Ländergrenzen überschreitende Trassen, alternative Korridorverläufe in unterschiedlichen Bundesländern) Probleme aufwerfen. Daher wurde mit dem NABEG für länderübergreifende (und grenzüberschreitende) Vorhaben des Bundesbedarfsplans eine Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur eingeführt. Die Bundesfachplanung wird zwiespältig beurteilt. Sie behebt einerseits die Koordinationsprobleme, doch ergeben sich andererseits Akzeptanzfragen, insbesondere aufgrund des größeren Abstands zu den betroffenen Regionen und aufgrund der (bisherigen) Wahrnehmung der Bundesnetzagentur als energiewirtschaftlicher Fachbehörde. Um eine ausgewogene Entscheidung zwischen allen Nutzungsansprüchen an den Raum zu fördern, sollte daher, wie bereits ausgeführt, zumindest eine eindeutige organisatorische Trennung von Bedarfsermittlung und Bestimmung der Trassenkorridore innerhalb der Bundesnetzagentur erfolgen.

Auf der Ebene der Bundesfachplanung bzw. Raumordnung kann sich eine normative Unterstützung des Netzausbaus aus Trassierungsgrundsätzen ergeben, insbe-

sondere aus dem Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen und der Bündelung von Stromtrassen. Sie erleichtern die Auswahlentscheidung zwischen alternativen Trassenkorridoren und können ein Raumordnungsverfahren entbehrlich machen. In der neuen Bundesfachplanung werden das Gebot der Nutzung bestehender Trassen und der Bündelung von Stromtrassen durch die Einführung eines vereinfachten Verfahrens in diesen Fällen unterstützt. Derartige Trassierungsgrundsätze werden grundsätzlich befürwortet, wobei klargestellt werden sollte, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf mit den Trassierungsgrundsätzen vereinbar sind. Hingegen erscheint die Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen in Raumordnungsplänen aus Akzeptanzgründen vor allem nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens zur Absicherung der ermittelten Trasse hilfreich, nicht aber die erstmalige Prüfung und Festlegung des Trassenkorridors im Rahmen der Erstellung des Raumordnungsplanes.

Bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen sollte die Planungsbehörde eine aktivere Rolle einnehmen als bei Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger üblich, um stärker auf die Einbeziehung aller geeigneten Trassenkorridore hinzuwirken und Zweifel an der Auswahl der vom Vorhabenträger eingebrachten Korridoralternativen auszuschließen. Für die Bundesfachplanung ist dies nunmehr ausdrücklich vorgesehen. Wichtig ist außerdem, dass die unterschiedlichen Prüfungsgegenstände von Raumordnung/Bundesfachplanung einerseits und Planfeststellungsverfahren andererseits nachvollziehbar dargestellt werden und darauf hingewirkt wird, dass alle für die Festlegung des Trassenkorridors relevanten Einwenden bereits im Raumordnungsverfahren/Verfahren der Bundesfachplanung eingebracht werden. Die grundsätzliche Abstufung zwischen der Festlegung des Trassenkorridors einerseits und der Zulassung des konkreten Vorhabens andererseits wird aber weiter befürwortet. Sie vermindert den Prüfungsaufwand, indem die aufwändige Detailprüfung des Leitungsverlaufs auf einen ausgewählten Trassenkorridor beschränkt werden kann.

Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische/bundesfachplanerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stellung nehmen. Hingegen erscheint eine abschließende Auswahlentscheidung, insbesondere die Vorgabe der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung, sehr problematisch. Vielmehr ist die Frage der Erdverkabelung grundsätzlich auf der Ebene der Planfeststellung bzw. Genehmigung zu entscheiden. Aus besonderen Gründen kann im Rahmen der Variantenprüfung eine weitergehende Erdverkabelung vorzugswürdig sein.

Ein Planfeststellungsverfahren steht für Höchstspannungs-Erdleitungen nur in den gesetzlich geregelten Fällen zur Verfügung. Bislang waren dies nur die Seekabel-Fortführungen sowie die vier EnLAG-Pilotvorhaben. Nunmehr ist die Planfest-

stellung auch für alle NABEG-Leitungen vorgesehen. Für HGÜ-Erdleitungen ist unklar, ob ein Planfeststellungsverfahren über die Fälle des § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG (grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen) hinaus vorgesehen ist. Dies ist für die Fälle des § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels) zu bejahen. Dagegen dürfte für die vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung zulässig sein.

Zur verbesserten Akzeptanz von Höchstspannungsleitungen können Ausgleichsleistungen für die vom Leitungsbau betroffenen Kommunen beitragen. Solche wurden im Zuge des Energiepakets vom August 2011 ausdrücklich zugelassen. Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden hingegen nicht empfohlen. Näher geprüft werden sollten Vorgaben zur Verwendung von Ausgleichsleistungen durch die Kommune, damit die Vorteile für die Einwohner unmittelbar deutlich werden und die Leistungen nicht im allgemeinen Haushalt „untergehen“.

Im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte Übersichten zum Verfahrensablauf von Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene zeigen, dass eine Verfahrensdauer von 10 Jahren und mehr teilweise bislang nicht ausgeschlossen war, selbst wenn Vorbereitungszeiten vor den ersten förmlichen Verfahrenshandlungen außer Betracht bleiben. Andere Verfahren konnten hingegen in deutlich kürzerer Zeit abgeschlossen werden (im Einzelnen Anlage 6). Die Änderungen des Energiepaketes 2011 sind grundsätzlich zu begrüßen und können zu einer Beschleunigung beitragen.

## 7.2 Empfehlungen

<b><u>Abschnitt</u></b>	<b><u>Empfehlung</u></b>
<b>Struktur des Rechtsrahmens</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die vierstufige Regelungsstruktur des geltenden Rechtsrahmens – Ermittlung des Netzausbaubedarfs, Festlegung des Trassenkorridors, Zulassung des Leitungsbauvorhabens, Kostenanerkennung – ist grundsätzlich beizubehalten. Sie ist aufgrund unterschiedlicher Prüfungsgegenstände sachlich angemessen.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Klargestellt werden sollte die grundsätzliche Bindung der Bundesnetzagentur bei der Kostenanerkennung an die Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung bzw. Planfeststellung.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einführung einer Einvernehmensregelung zwischen Planungs- bzw. Genehmigungsbehörde und Bundesnetzagentur für Vorgaben zur Technologiewahl (Frei- oder Erdleitung, Dreh- oder Gleichstromübertragung).</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Prüfung von Vorgaben zur Technologieauswahl auf Ebene der Bedarfsprüfung, um weitere Verfahren zu entlasten.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eine Verknüpfung der Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der Festlegung der Trassenkorridore in einheitlichen Verfahren ist nicht zu empfehlen.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Bedarfsplanung sollte über den bisherigen Detaillierungsgrad hinaus ausgedehnt werden und könnte u.a. Netzverknüpfungspunkte sowie die Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern einbeziehen, soweit hierfür wichtige energiewirtschaftliche Gründe bestehen.</li> </ul>



<b>Ermittlung des Netzausbaubedarfs</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ In den EnLAG-Bedarfsplan sollten keine neuen Vorhaben mehr aufgenommen werden, eine gesonderte Bedarfsprüfung nach § 3 EnLAG sollte entfallen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Sonderregelungen des EnLAG zur gerichtlichen Kontrolle und zur Erdverkabelung können, soweit erforderlich, im EnWG oder ggf. im NABEG verankert werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Der Bundesbedarfsplan sollte möglichst detailliert ausgestaltet werden und die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Durchführung von Netzausbauvorhaben in einem bestimmten räumlichen Bereich erfassen. Damit würde eine klarere Abgrenzung zu der anschließend erforderlichen Abwägung mit anderen Nutzungsansprüchen an den Raum ermöglicht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Im Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs sollte auf Bundesebene auch die technologische Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung geprüft und ggf. vorgegeben werden. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funktion des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.</li></ul>
<b>Festlegung der Trassenkorridore</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Jedenfalls bei umstrittenen Leitungsbauvorhaben ist die Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen nicht geeignet, ein Raumordnungsverfahren zu ersetzen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens ist die Ausweisung eines Vorranggebietes für die Leitungstrasse wünschenswert, um den ermittelten Trassenkorridor freizuhalten.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Das Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden. Gleichzeitig sollte erläuternd klargestellt werden, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf nicht ausgeschlossen sind.</li></ul>





	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Ebenso sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung von Stromleitungen, ggf. verbunden mit dem Rückbau alter Leitungen, vorzunehmen ist.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Für Höchstspannungserdleitungen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung mit anderen unterirdisch verlegten, linienförmigen Infrastrukturen vorzunehmen ist.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ In den drei vorstehend genannten Fallgestaltungen sollte jeweils geprüft werden, ob auf ein gesondertes Raumordnungsverfahren verzichtet werden kann.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Hinsichtlich der Prüfung des Ausbaubedarfs für die konkrete Leitung kann nicht überzeugend auf ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren verwiesen werden. Vielmehr ist eine transparente und sachlich überzeugende Bedarfsermittlung im Vorfeld erforderlich, wie sie das Energiepaket 2011 nunmehr vorsieht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Da die Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur überprüft worden ist, sollte diese den Netzausbaubedarf im Rahmen des Raumordnungsverfahrens nachvollziehbar darstellen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Planungsbehörde sollte in Raumordnungsverfahren bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen eine aktivere Rolle einnehmen als in der Regel bei anderen Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger der Fall.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Im Raumordnungsverfahren muss eine effektive Beteiligungsmöglichkeit für die Betroffenen bestehen. Dies setzt insbesondere den leichten Zugang zu den Planungsunterlagen voraus.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens müssen die jeweiligen Gegenstände und Funktionen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren verdeutlicht und voneinander abgegrenzt werden. Dies kann insbesondere durch Beispielslisten von Einwendungen geschehen, die typischerweise Gegenstand des Raumordnungsverfahrens oder des Planfeststellungsverfahrens sind.</li></ul>



	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Verdeutlicht werden muss, dass die konstruktive Beteiligung an der Festlegung des Trassenkorridors im Raumordnungsverfahren (sowie etwaiger weiterer dort behandelter Beurteilungen) zielführender ist als die Zurückhaltung bis zum Planfeststellungsverfahren.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Einwendungen zu Detailfragen, die nicht Gegenstand des Raumordnungsverfahrens sind, sollten gesammelt und später für das Planfeststellungsverfahren zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich könnte ein Beauftragter für Fragen des Planfeststellungsverfahrens benannt werden, der bereits im Rahmen des Raumordnungsverfahrens beratend zur Verfügung steht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Auch soweit eine formalisierte UVP im Raumordnungsverfahren nicht originär vorgeschrieben ist (Erdleitungen), ist ihre Durchführung empfehlenswert, um die Abschichtungswirkung des § 16 Abs. 2 UVPG in Anspruch nehmen zu können.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die im Landesrecht teilweise vorgesehene kleinräumige Beurteilung der Umweltauswirkungen bereits im Rahmen der raumordnerischen UVP sollte überdacht werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stellung nehmen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Eine abschließende Auswahlentscheidung für Erdverkabelung auf der Ebene der Raumordnung ist sehr problematisch.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Bundesnetzagentur sollte aus Akzeptanzgründen eine klare organisatorische Trennung zwischen den Bereichen „Bedarfsplanung“ und „Bundesfachplanung“ vorsehen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es sollte klargestellt werden, dass die Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG auch auf HGÜ-Leitungen mit weniger als 380 kV Anwendung finden kann, sofern eine solche Spannung für ein Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 EnWG in Betracht kommen sollte.</li></ul>



<b>Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bei der Nutzung bestehender Trassen bzw. der Bündelung von Höchstspannungsleitungen mit anderen linienförmigen Infrastrukturen sollte geprüft werden, ob bei der Erstellung der Antragsunterlagen auf vorhandene Unterlagen aus früheren Genehmigungsverfahren zurückgegriffen werden kann.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Die Neuregelung des § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG lässt sich dahingehend verstehen, dass die Länge des Verkabelungsabschnittes grundsätzlich nicht von der Genehmigungsbehörde vorgegeben werden kann. Aus besonderen Gründen kann aber im Rahmen der Variantenprüfung eine weitergehende Erdverkabelung vorzugswürdig sein.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Zur Vermeidung von Streitigkeiten könnte normiert werden, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG bzw. § 12e Abs. 3 EnWG die Planunterlagen auch die Alternative der Erdverkabelung behandeln müssen.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Zu erwägen ist die Einführung eines Vorsorge-Höchstwertes für die maximale Bodenerwärmung durch Höchstspannungserdkabel im Rahmen einer Immissionsschutzverordnung. Ein solcher Wert könnte etwa bei 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante liegen, sollte aber hinsichtlich einer weiteren Ausdifferenzierung, etwa in Abhängigkeit von den verschiedenen Bodentypen, näher geprüft werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen) ist dahingehend zu verstehen, dass er ein Planfeststellungsverfahren für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es sollte klargestellt werden, dass § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden nicht empfohlen.</li></ul>



	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bei Streitigkeiten über den Umfang naturschutzrechtlicher Ausgleichszahlungen sollte die endgültige Klärung aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung durch einen Auflagenvorbehalt aus dem Planfeststellungsbeschluss herausgelöst und einer ergänzenden Entscheidung vorbehalten werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Finanzielle Ausgleichsleistungen für vom Leitungsbau betroffene Kommunen können den Netzausbau beschleunigen. Geprüft werden sollten Vorgaben zur Mittelverwendung durch die Kommune, die den Einwohnern die finanziellen Vorteile bewusst machen und unmittelbare Vorteile für eine größere Anzahl der betroffenen Einwohner gewährleisten.</li></ul>
<b>Kostenanerkennung in der Anreizregulierung</b>	
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen nur in Ausnahmefällen vorsieht, etwa bei einer begrenzten Fortführung von Seekabeln oder grenzüberschreitenden Erdleitungen als Erdkabel. Dies sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es sollte klargestellt werden, dass § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV i.V.m. § 2 Abs. 1 EnLAG Investitionsbudgets nur für die Drehstrom-Teilverkabelung bei den vier EnLAG-Erdkabelpilotvorhaben, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.</li></ul>

## Quellenverzeichnis

### 1. Literatur

BONK, H. J.; NEUMANN, W. (2008): in Stelkens, P.; Bonk, H. J.; Sachs, M., Kommentar zum Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), München 2008.

BONK, H. J.; SCHMITZ, H. (2008): in Stelkens, P.; Bonk, H. J.; Sachs, M., Kommentar zum Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), München 2008.

BREIER, S. (2010): in Lenz, C.-O.; Borchardt, D., EU-Verträge, Kommentar nach dem Vertrag von Lissabon, München 2010.

BRITZ, G. (1998): Bundeseigenverwaltung durch selbstständige Bundesoberbehörden nach Art. 87 III 1 GG, DVBl. 1998, S. 1167 – 1174.

CALLIES, C. (2011): in Callies, C.; Ruffert, M., EUV/AEUV, Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta, München 2011.

DEUTSCH, M. (2010): Raumordnung als Auffangkompetenz? – Zur Regelungsbefugnis der Raumordnungspläne, NVwZ 2010, S. 1520 – 1524.

DOMBERT, M. (2002): in Landmann, R.; Rohmer, G., Umweltrecht, 37. Ergänzungslieferung, München 2002.

DURNER, W. (2011): Die aktuellen Vorschläge für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), DVBl. 2011, S. 853 – 862.

DURNER, W. (2010): Raumplanerische Koordination aus rechtlicher Sicht, in Raumforschung und Raumordnung, Band 68, S. 271 – 282.

DURNER, W. (2004): Leitungsanlagen, in Ziekow, J., Praxis des Fachplanungsrechts, München 2004.

FRIESECKE, A. (1999): Kommentar zum Bundeswasserstraßengesetz (WaStrG), Köln et al. 1999.

GELZER, K.; BUSSE, F.; FISCHER, H. (2010): Der Umfang des Entschädigungsanspruchs aus Enteignung und enteignungsgleichem Eingriff, München 2010.

GOPPEL, K. (2010): in Spannowsky, W.; Runkel, P.; Goppel, K., Kommentar zum Raumordnungsgesetz (ROG), München 2010.

HERMANN, C. D.; AUSTERMAN, C. (2010): Das neue Energieleitungsausbaugesetz – Beschleunigung des Ausbaus des Hochspannungsnetzes unter besonderer Berücksichtigung des Einsatzes von Erdkabeln, Nds. VBl. 2010, S.175 – 179.

HERMES, G. (2011): Die Benutzung privater Grundstücke für die Energieversorgung und Fragen der Enteignung, in Schneider, J.-P.; Theobald, C., Recht der Energiewirtschaft, München 2011.

HERMES, G. (2010): in Britz, G.; Hellermann, J.; Hermes, G., Energiewirtschaftsgesetz, München 2010.

HOLZNAGEL, B. (2010): Entschädigung von Wegerechten beim Bau von Energietransportleitungen: Sind die Entschädigungsmaßstäbe bei privatnütziger Enteignung noch zeitgemäß?, DÖV 2010, S. 847 – 852.

HOPPE, W. (2001): Kritik an der textlichen Fassung und inhaltlichen Gestaltung von Zielen der Raumordnung in der Planungspraxis, DVBl. 2001, S. 81 – 90.

HORSTMANN, K.-P. (2000): Anforderungen an den Bau und Betrieb von Energieversorgungsleitungen in Deutschland, Münster 2000.

KALTENBORN, J. (2010): Umweltschutzrechtliche Anforderungen an die Zulassung von Energieversorgungsleitungen nach § 43 EnWG, LKRZ 2010, S. 321 – 326.

KLÖPFER, M. (2004): Umweltrecht, München 2004.

KODAL, K.; KRÄMER, H. (1999): Straßenrecht, Systematische Darstellung des Rechts der öffentlichen Straßen, Wege und Plätze in der Bundesrepublik Deutschland, München 1999.

KOPP, F. O.; RAMSAUER, U. (2010): Kommentar zum Verwaltungsverfahrensgesetz, München 2010.

KRAMER, U. (2002): Das Recht der Eisenbahninfrastruktur, Von der Staatsbahn zu privatrechtlichen Wirtschaftsunternehmen, Stuttgart et al. 2002.

LAUTNER, G. (1999): Funktionen raumordnerischer Verfahren, Berlin 1999.

LECHELER, H. (2010): Neue Rechtsvorschriften zur – teilweisen – Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen, RdE 2010, S. 41 – 47.

LEWIN, D. (2003): Gestufte Planung von Bundesverkehrswegen – Die Entscheidungen im Vorfeld der Planfeststellung, Baden-Baden 2003.

MARSCHALL, E.; KASTNER, F. (1998): Kommentar zum Bundesfernstraßengesetz (FStrG), Köln 1998.



MARTENS, R. (1978): Die Entschädigung für Leitungsmasten auf landwirtschaftlich genutzten Grundstücken, Göttingen 1978.

MENGEL, A. (2011): in Frenz, W; Müggenborg, H-J., Kommentar zum Bundesnaturschutzgesetz, Berlin 2011

MERKER, M. (2010): Kabel oder Freileitung auf Höchstspannungsebene – rechtliche Kriterien für die Entscheidungsfindung, et 2010, S. 60 – 65.

MOENCH, C.; RUTLOFF, M. (2011): Netzausbau in Beschleunigung, NVwZ 2011, S. 1040 – 1046.

NIES, V. (2003): in Landmann, R.; Rohmer, G., Umweltrecht, 41. Ergänzungslieferung, München 2003.

PETERS, H.-J. (2010): Umweltrecht, Stuttgart 2010.

PIELOW, J.-C.: in Säcker, F. J., Berliner Kommentar zum Energierecht, München 2010.

RAMSAUER, U. (2004): Umweltprobleme in der Flughafenplanung – Verfahrensrechtliche Fragen, NVwZ 2004, S. 1041 – 1052.

RUNKEL, P. (2010): in Spannowsky, W.; Runkel, P.; Goppel, K., Kommentar zum Raumordnungsgesetz (ROG), München 2010.

SACHS, M. (2011): Kommentar zum Grundgesetz (GG), München 2011.

SÄCKER, F. J. (2009): Der beschleunigte Ausbau der Höchstspannungsnetze als Rechtsproblem, Frankfurt am Main 2009.

SANGENSTEDT, C. (2010): in Landmann, R. / Rohmer, G., Umweltrecht, 59. Ergänzungslieferung, München 2010.

SCHIRMER, B. (2010): Das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, DVBl. 2010, S. 1349 – 1358.

SCHMITTE, H. (2008): Leitungsrechte: So werden Grundeigentümer entschädigt, top agrar 2008, S. 48 - 52.

SCHUMACHER, A. ; SCHUMACHER, J. (2010): in Schumacher, J.; Fischer-Hüftle, P., Kommentar zum Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), Stuttgart 2010.

STÜER, B. (2009): Handbuch des Bau- und Fachplanungsrechts – Planung – Genehmigung – Rechtsschutz, München 2009.

UFER, H.-W.; HOFFJAN, A.; IßLEIB, S.; SCHUCHARDT, L. D. (2010): Investitionsanreize der Anreizregulierungsverordnung in der Energiewirtschaft, ZöGU 2010, S. 1 -12.

WEYER, H. (2011): Anreizregulierung in: Baur, J. F.; Salje, P.; Schmidt-Preuß, M., Regulierung in der Energiewirtschaft, Köln 2011, Kapitel 75 - 82.

WEYER, H. (2009a): Der Rechtsrahmen für den Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland, ZNER 2009, S. 210 – 215.

WEYER, H. (2009b): Wer plant die Energienetze?, in: Baur, J. F.; Sandrock, O.; Scholtka, B.; Shapira, A., Festschrift für Gunther Kühne zum 70. Geburtstag, Frankfurt am Main, 2009, S. 423 – 437.

WICKEL, M. (2010): in Fehling, M.; Kastner, B.; Wahrendorf, V., Verwaltungsrecht VwVfG – VwGO, Handkommentar, Baden-Baden 2010.

WULFHORST, R. (2010): in Landmann, R.; Rohmer, G., Umweltrecht, 59. Ergänzungslieferung, München 2010.

ZIEKOW, J. (2004): Praxis des Fachplanungsrechts, München 2004.

## 2. Sonstige Quellen

26. BImSchV: Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes – Verordnung über elektromagnetische Felder – vom 16.12.1996, BGBl. I 1996, S. 1966.

ACER-VO: Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), Verordnung (EG) Nr. 713/2009, ABl. Nr. L 211, S. 1, vom 13.07.2009.

AEG: Allgemeines Eisenbahngesetz vom 27.12.1993, BGBl. I 1993, S. 2378, 2396; I 1994 S. 2439, zuletzt geändert durch Art. 7 des Gesetzes vom 29.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2542).

AEUV: Konsolidierte Fassung des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, in der Fassung der Bekanntmachung vom 09.05.2008, ABl. Nr. C 115, S. 47, zuletzt geändert durch Änderungsbeschluss 2011/199/EU vom 25.03.2011 (ABl. Nr. L 91, S. 1).

ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 29.10.2007, BGBl. I 2007, S. 2529, zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1690).

BauO NRW: Bauordnung für das Land Nordrhein-Westfalen vom 01.03.2000, GV. NRW 2000, 25, zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.05.2011 (GV. NRW 2011, S. 272).



BBergG: Bundesberggesetz vom 13.08.1980, BGBl. I 1980, S. 1310, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

BBodSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten vom 17.03.1998, BGBl. I 1998, S. 502, zuletzt geändert durch Gesetz vom 09.12.2004 (BGBl. I 2004, S. 3214).

BBodSchV: Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung vom 12.07.1999, BGBl. I 1999, S. 1554, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

BBU (2010): Bundesverbandes Bürgerinitiativen Umweltschutz e.V., Stellungnahme zum KSpG-E 2010, abrufbar unter: [http://www.kein-co2-endlager-altmark.de/downloads/bbu\\_stellungnahme-ccs\\_gesetz\\_2.pdf](http://www.kein-co2-endlager-altmark.de/downloads/bbu_stellungnahme-ccs_gesetz_2.pdf).

BDI (2010): Bundesverband der Deutschen Industrie, Stellungnahme zum Referentenentwurf für ein Kohlendioxid-Speicherungs-Gesetz vom 26.08.2010, Dokumentennummer D 0371, abrufbar unter: [http://bdi.eu/download\\_content/CCS.pdf](http://bdi.eu/download_content/CCS.pdf).

BGB: Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung vom 02.01.2002, BGBl. I 2002, S. 42, 2909; BGBl. I 2003, S. 738, zuletzt geändert durch Gesetz vom 27.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1600).

BGH (1992): Bundesgerichtshof, Entscheidung vom 15.10.1992, Az.: III ZR 147/91, BGHZ Band 120, S. 38 - 49.

BGH (1982): Bundesgerichtshof, Urteil vom 01.02.1982, Az.: III ZR 93/80, BGHZ Band 83, S. 61 - 71.

BImSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz) in der Fassung vom 26.09.2002, BGBl. I 2002, S. 3830, zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1475).  
BNETZA (2011): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Pressemitteilung vom 19.07.2011.

BNETZA (2010): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, 2010.

BNETZA (2009): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, 2009.

BNatSchG: Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege vom 29.07.2009, BGBl. 2009, S. 2542, zuletzt geändert durch Gesetz vom 06.10.2011 (BGBl. I 2011, S. 1986).

BUNDESREGIERUNG (2011): Antwort auf eine Kleine Anfrage zum Thema Planungsbeschleunigung und Bürgerbeteiligung, BT-Drs. 17/4788, vom 16.02.2011.

BUNDESREGIERUNG (2010): Antwort auf eine Kleine Anfrage zum Thema Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, BT-Drs. 17/2622, vom 22.07.2010.

BT-Drs. 16/10292: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neufassung des Raumordnungsgesetzes und zur Änderung anderer Vorschriften (GeROG), vom 22.09.2008.

BT-Drs. 13/6701: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Bundesbodenschutzgesetz, vom 25.09.1996.

BVerfG (2008): Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 20.02.2008, Az.: 1 BvR 2722/06, abgedruckt in NVwZ 2008, S. 780 – 786.

BVerfG (2004): Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 03.03.2004, Az.: 1 BvF 3/92, BVerfGE Band 110, S. 33 – 76.

BVerfG (1969): Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 15.07.1969, Az.: 2 BvF 1/64, BVerfGE Band 26, S. 338 - 400.

BVerfG (1962): Bundesverfassungsgericht, Urteil vom 24.07.1962, Az.: 2 BvF 4, 5/61 und 1, 2/62, BVerfGE Band 14, S. 197 – 221.

BVerwG (2010): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 22.07.2010, Az.: 7 VR 4/10, abgedruckt in NVwZ 2010, S. 1486 – 1490.

BVerwG (2009): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 24.04.2009, Az.: 9 B 10.09, abgedruckt in NVwZ 2009, S. 986 – 987.

BVerwG (2008): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 09.07.2008, Az.: 9 A 14/07, BVerwGE Band 131, S. 274 - 315.

BVerwG (2006a): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 16.03.2006, Az.: 4 A 1075/04, BVerwGE Band 125, S. 116 - 325.

BVerwG (2006b): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 07.12.2006, Az.: 4 C 16/04, BVerwGE Band 127, S. 208 – 230.

BVerwG (2005): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 23.02.2005, Az.: 4 A 4/04, BVerwGE Band 123, S. 37 - 49.

BVerwG (2004): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 18.06.2003, Az.: 4 A 70/01, abgedruckt in NVwZ 2004, S. 100 – 103.

BVerwG (2001): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 12.04.2000, Az.: 11 A 18/98, –BVerwGE Band 111, S. 108 - 122.

BVerwG (1997): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 22.05.1996, Az.: 4 B 30/95, abgedruckt in NVwZ-RR 1997, S. 217 – 219.

BVerwG (1996): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 25.01.1996, Az.: 4 C 5/95, BVerwGE Band 100, S. 238 - 256.

BVerwG (1995a): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 27.01.1995, Az.: 7 VR 16/94, abgedruckt in NVwZ 1995, S. 586 – 587.

BVerwG (1995b): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 15.09.1995, Az.: 11 VR 16/95, abgedruckt in NVwZ 1996, S. 396 – 399.

BVerwG (1994): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 30.08.1994, Az.: 4 B 105/94, abgedruckt in NVwZ-RR 1995, S. 322 – 323.

BVerwG (1975): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 14.02.1975, Az.: IV C 21/74, BVerwGE Band 48, S. 56 – 70.

BVerwG (1974): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 05.07.1974, Az.: IV C 50/72, BVerwGE Band 45, S. 309 - 331.

BVerwG (1969): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 12.12.1969, Az.: IV C 105.66, BVerwGE Band 34, S. 301 – 312.

BWEisenbG: Landeseisenbahngesetz Baden-Württemberg in der Fassung vom 08.06.1995, GVBl. 1995, S. 421, zuletzt geändert durch Verordnung vom 25.04.2007 (GVBl. 2007, S. 252).

DENA (2005): Deutsche Energieagentur, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 – Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerkseentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung, Januar 2005.

EBO: Eisenbahn-Bau- und Betriebsordnung vom 08.05.1967, BGBl. I 1967, S. 1563, zuletzt geändert durch Gesetz vom 19.03.2008 (BGBl. I 2008, S. 467).

ECKPUNKTE EnWG-Novelle (2011): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Eckpunkte zur EnWG-Novelle, 2011.

ECKPUNKTE NABEG (2011): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), vom 21.03.2011.



EEG: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien vom 25.10.2008, BGBl. I 2008, S. 2074, zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1634).

ENERGIEKONZEPT (2010): Energiekonzept der Bundesregierung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht, BT-Drs. 17/3049, vom 28.09.2010.

EnLAG: Energieleitungsausbaugesetz vom 21.08.2009, BGBl. I 2009, S. 2870, zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.03.2011 (BGBl. I 2011, S. 338).

EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, BT-Drs. 16/10491, vom 07.10.2008.

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 07.07.2005, BGBl. I 2005, S. 1970, zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1690).

EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072, vom 06.06.2011.

EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg: Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6248, vom 22.06.2011.

EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR: Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6248, vom 22.06.2011.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a): Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz, Mitteilung der Kommission, KOM(2010) 677 endg., vom 17.11.2010.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010b): Commission Staff Working Paper, The Regulatory Authorities, vom 22.01.2010.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008): Grünbuch – Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Europäischen Energienetz, KOM(2008) 0782 endg./2, vom 07.01.2009.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007): Vorrangiger Verbundplan, Mitteilung der Kommission, KOM(2006) 846 endg., vom 10.01.2007.



ENTSO-E (2010): European Network of Transmission System Operators For Electricity, Ten-Year Network Development Plan 2010 – 2020, abrufbar unter [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC\\_TYNDP/TYNDP-final\\_document.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC_TYNDP/TYNDP-final_document.pdf).

FORUM NETZINTEGRATION (2010): Forum Netzintegration erneuerbare Energien der Deutschen Umwelthilfe (DUH), Plan N - Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze, November 2010.

FStrG: Bundesfernstraßengesetz in der Fassung vom 28.06.2007, BGBl. I 2007, S. 1206, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

GG: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland vom 23.05.1949, BGBl. I 1949, S. 1, zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2010 (BGBl. I 2010, S. 944).

IDUR (2010): Informationsdienst Umweltrecht e.V., Gutachten im Auftrag des wissenschaftlichen Beirats des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) zur rechtlichen Prüfung der Pflicht zur strategischen Umweltprüfung im Rahmen des Stromnetzausbauplans nach dem Energieleitungsausbaugesetz, 2010.

HBO: Hessische Bauordnung vom 18.06.2002, GVBl. I 2002, S. 274, zuletzt geändert durch Gesetz vom 15.12.2009 (GVBl. I 2009, S. 716, 721), berichtigt am 15.01.2011 (GVBl. I 2011, S. 180).

HEisenbG: Hessisches Eisenbahngesetz vom 25.09.2006 (GVBl. I 2006, S. 491), zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.04.2011 (GVBl. I 2011, S. 178).

HRIL-ROV: Hessische Richtlinie zur Durchführung von Raumordnungsverfahren – Zweite Fassung 1993 – vom 19.07.1993, StAnz. 1993, S. 1800.

KSpG-E (2010): Referentenentwurf für ein Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, vom 14.07.2010.

LBO BW: Landesbauordnung für Baden-Württemberg in der Fassung vom 05.03.2010, GVBl. 2010, S. 357, zuletzt geändert durch Berichtigung vom 05.03.2010 (GVBl. 2010, S. 416).

LEP Baden-Württemberg (2002): Anlage zur Verordnung der Landesregierung über die Verbindlicherklärung des Landesentwicklungsplans 2002 Baden-Württemberg vom 23.07.2002, GVBl. 2002, S. 301.

LEP Hessen (2000): Anlage zur Verordnung über den Landesentwicklungsplan Hessen 2000 vom 13.12.2000, GVBl. I 2001, S. 2, zuletzt geändert durch Verordnung vom 22.06.2007 (GVBl. I 2007, S. 406).



LEP Nordrhein-Westfalen (1995): Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen vom 11.05.1995, GV. NRW. 1995, S. 532.

LPLG BW: Landesplanungsgesetz Baden-Württemberg vom 10.07.2003, GVBl. 2003, S. 385, zuletzt geändert durch Gesetz vom 04.05.2009 (GVBl. 2009, S. 185, 193).

LPLG HES.: Landesplanungsgesetz Hessen vom 06.09.2002, GVBl. I 2002, S. 548, zuletzt geändert durch Gesetz vom 08.03.2011 (GVBl. I 2011, S. 153, 159).

LPLG NRW: Landesplanungsgesetz Nordrhein-Westfalen in der Fassung vom 03.05.2005, GV. NRW. 2005, S. 430, zuletzt geändert durch Gesetz vom 16.03.2010 (GV. NRW. 2010, S. 212).

LPLG NRW-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Landesregierung Nordrhein-Westfalen für ein Gesetz zur Änderung des Landesplanungsgesetzes NRW (LPLG) und weiterer Vorschriften, LT-Drs. 14/10088, vom 26.11.2009.

LPLG THÜR.: Thüringer Landesplanungsgesetz vom 15.03.2007, GVBl. 2007, S. 45.

LROP Niedersachsen (2008): Anlage 1 der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen in der Fassung vom 08.05.2008, Nds. GVBl. 2008, S. 132.

LROP Niedersachsen (2010): Entwurf für eine Aktualisierung des Nds. LROP 2008 von September 2010, abrufbar unter: [http://www.entera-online3.de/060\\_lrop2010/php/frames/index.php](http://www.entera-online3.de/060_lrop2010/php/frames/index.php).

LUFTVZO: Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung in der Fassung vom 10.07.2008, BGBl. I 2008, S. 1229, zuletzt geändert durch Verordnung vom 22.02.2011 (BGBl. I 2011, S. 317).

NAGBNatSchG: Niedersächsisches Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz vom 19.02.2010, Nds. GVBl. 2010, S. 104.

NABEG: Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28.07.2011, BGBl. I 2011, S. 1690.

NABEG-ARBEITSENTWURF: Arbeitsentwurf für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), vom 20.05.2011.

NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6073, vom 06.06.2011.

NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg: Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6249, vom 22.06.2011.

NABEG-STELLUNGNAHME BR: Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6249, vom 22.06.2011.

NATG THÜR.: Thüringer Gesetz für Natur und Landschaft in der Fassung der Bekanntmachung vom 30.08.2006, GVBl. 2006, S. 421, zuletzt geändert durch Gesetz vom 20.12.2007 (GVBl. 2007, S. 267, 279).

NBauO: Niedersächsische Bauordnung vom 10.02.2003, Nds. GVBl. 2003, S. 89, zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.10.2011 (Nds. GVBl. 2011, S. 353).

NDS. POSITIONSPAPIER (2010): Nds. Positionspapier zum Einsatz von Höchstspannungs-Erdkabeln, abrufbar unter <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/20100503-niedersaechische-position-zum-netzaus.pdf>.

NETZAUSBAUANALYSE NIEDERSACHSEN (2011): Restriktions- und Potentialanalyse zum Ausbau des Höchstspannungsnetzes in Niedersachsen, erstellt durch das niedersächsische Landwirtschaftsministerium und das niedersächsische Umweltministerium, vom 12.04.2011, abrufbar unter <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/20110412-restriktions-und-potenzialanalyse-net.pdf>

NROG: Niedersächsisches Gesetz über Raumordnung und Landesplanung vom 07.06.2007, Nds. GVBl. 2007, S. 223, zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.10.2011 (Nds. GVBl. 2011, S. 353).

OLG Düsseldorf (2011): Oberlandesgericht Düsseldorf, Urteil vom 11.04.2011, Az.: VI-3 KArt 276/09, abgedruckt in N&R 2011, S. 147 - 154.

OLG Hamm (1970): Oberlandesgericht Hamm, Urteil vom 17.02.1970, Az.: 10 U 118/69, abgedruckt in NJW 1970, S. 815 - 817.

OVG Lüneburg (2011): Oberverwaltungsgericht Lüneburg, Beschluss vom 29.06.2011, Az.: 7 MS 72/11, abrufbar unter: <http://www.dbovg.niedersachsen.de/Entscheidung.asp?Ind=0500020110000727+MS>.

OVG Münster (2004): Oberverwaltungsgericht Münster, Urteil vom 09.01.2004, Az.: 11 D 116/02, abrufbar bei Juris.

Regionales Raumordnungsprogramm für den Großraum Braunschweig (2008): abrufbar unter: [http://www.zgb.de/barrierefrei/misc/downloads/RROP2008\\_BeschreibendeDarstellung.pdf](http://www.zgb.de/barrierefrei/misc/downloads/RROP2008_BeschreibendeDarstellung.pdf).

ROG: Raumordnungsgesetz vom 22.12.2008, BGBl. I 2008, S. 2986, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

RoV: Raumordnungsverordnung vom 13.12.1990, BGBl. I 1990, S. 2766, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

ROV-UNTERLAGEN WAHLE-MECKLAR (2010): 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar, Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Niedersachsen, Band C Umweltverträglichkeitsstudie, März 2010.

SALZBURGER LEG (1999): Salzburger Landeselektrizitätsgesetz vom 07.07.1999, LGBL. Nr. 75/1999, zuletzt geändert durch Gesetz vom 26.02.2010 (LGBL. Nr. 20/2010).

SALZBURGLEITUNG (2010): Trassenkorridorempfehlung für die 380 kV-Salzburgleitung – Bericht des Expertengremiums an den Lenkungsausschuss Salzburgleitung 2, vom 22.06.2010, abrufbar unter: <http://apg.at/~media/F08C6628B64643F486114C2E9CA9D161.ashx>.

SEERECHTSÜBEREINKOMMEN: Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10.12.1982, BGBl. II 1994, S. 1798.

SRU (2011): Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zur 100 % erneuerbaren Energieversorgung, Sondergutachten, Januar 2011.

StromhandelsVO: Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, Verordnung (EG) Nr. 714/2009, ABl. Nr. L 211, S. 15, vom 13.07.2009.

StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen – Stromnetzentgeltverordnung – vom 25.07.2005 (BGBl. I 2005, S. 2225), zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1690).

StromRL: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Richtlinie 2009/72/EG, ABl. L 211, S. 55, vom 13.07.2009.

SUP-Richtlinie: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme, Richtlinie 2001/42/EG, ABl. Nr. L 197, S. 30, vom 27.06.2001.

SYNOPSIS WAHLE-MECKLAR (2011): Synopse der im Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle-Mecklar, Abschnitt Niedersachsen, eingegangenen Stellungnahmen, abrufbar unter: <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/verfahren/wahle-mecklar/index.html>.

TEN-E-Leitlinien (2006): Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG, Entscheidung Nr. 1364/2006/EG, ABl. Nr. L 262, S. 1, vom 06.09.2006.

UVPG: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung vom 24.02.2010, BGBl. I 2010, S. 94, zuletzt geändert durch Gesetz vom 06.10.2011 (BGBl. I 2011, S. 1986).

UMWELTVERTRÄGLICHKEITSRICHTLINIE: Richtlinie des Rates über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten, Richtlinie 85/337/EWG, ABl. Nr. L 175, S. 40, vom 27.06.1985.

UVPG NRW: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung im Lande Nordrhein-Westfalen vom 29.04.1992, GV. NRW 1992, S. 175, zuletzt geändert durch Gesetz vom 16.03.2010 (GV. NRW. 2010, S. 185).

VGH Kassel (1999): Verwaltungsgerichtshof Kassel, Beschluss vom 26.11.1997, Az.: 14 UE 4076–97, abrufbar bei Juris.

VHG Mannheim (2009): Verwaltungsgerichtshof Mannheim, Urteil vom 07.07.2009, Az.: 5 S 967/08, abgedruckt in NJOZ 2009, S. 4391 – 4410.

VGH Mannheim (1996): Verwaltungsgerichtshof Mannheim, Urteil vom 14.05.1996, Az.: 10 S 1/96, abgedruckt in NVwZ 1997, S. 90 – 95.

VwGO: Verwaltungsgerichtsordnung, in der Fassung vom 19.03.1991 (BGBl. I 1991, S. 686), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2010 (BGBl. I 2010, S. 2248).

VwVfG: Verwaltungsverfahrensgesetz, in der Fassung vom 23.01.2003, BGBl. I 2003, S. 102, zuletzt geändert durch Gesetz vom 14.08.2009 (BGBl. I 2009, S. 2827).

VVNROG: Verwaltungsvorschrift zum niedersächsischen Gesetz über Raumordnung und Landesplanung, RdErl. d. ML vom 29.05.2008.

WaStrG: Bundeswasserstraßengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.05.2007, BGBl. I 2007, S. 962; I 2008, S. 1980, zuletzt geändert durch Gesetz vom 06.10.2011 (BGBl. I 2011, S. 1986).

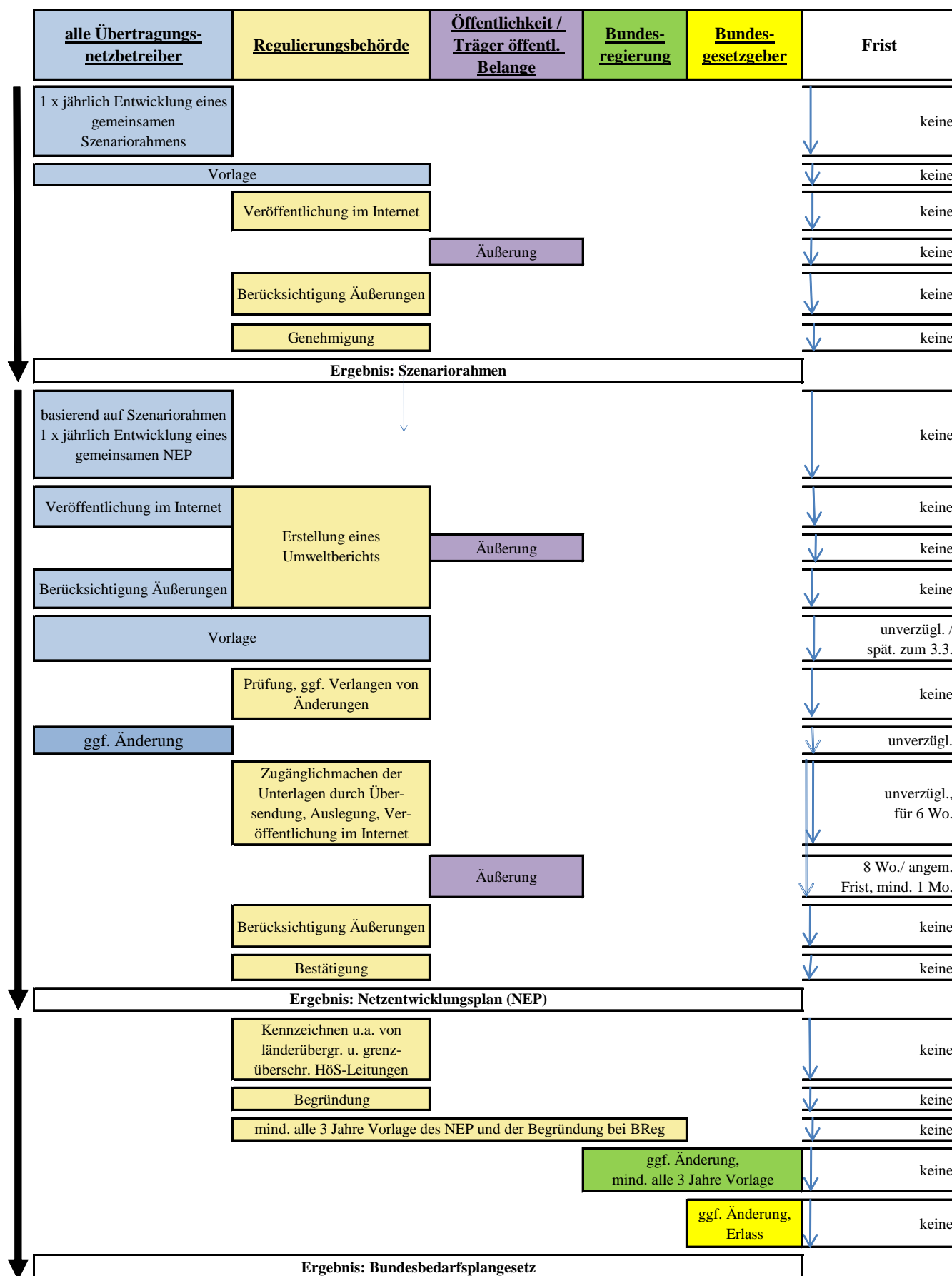
WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung zu einem Gesetz zur Umsetzung der Dienstleistungsrichtlinie im Eichgesetz sowie im Geräte- und Produktsicherheitsgesetz und zur Änderung des Verwaltungskostengesetzes, BT-Drs. 17/4559, vom 26.01.2011.

WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6073, und anderer Entwürfe und Anträge, BT-Drs. 17/6366, vom 29.06.2011.

WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (EnLAG), BT-Drs. 16/12898, vom 06.05.2009.

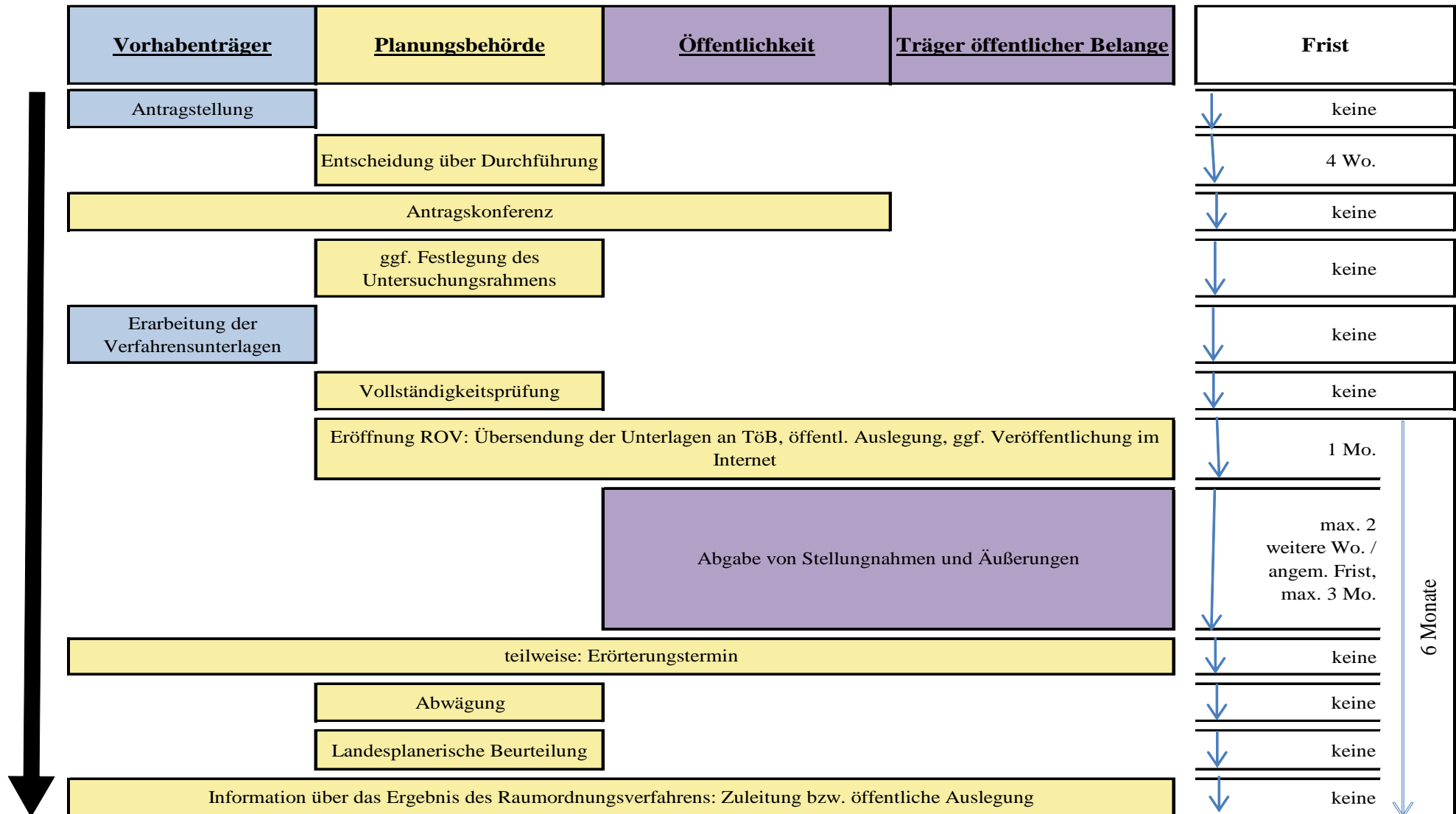


## Ablauf der Bedarfsplanung nach §§ 12a - 12e EnWG



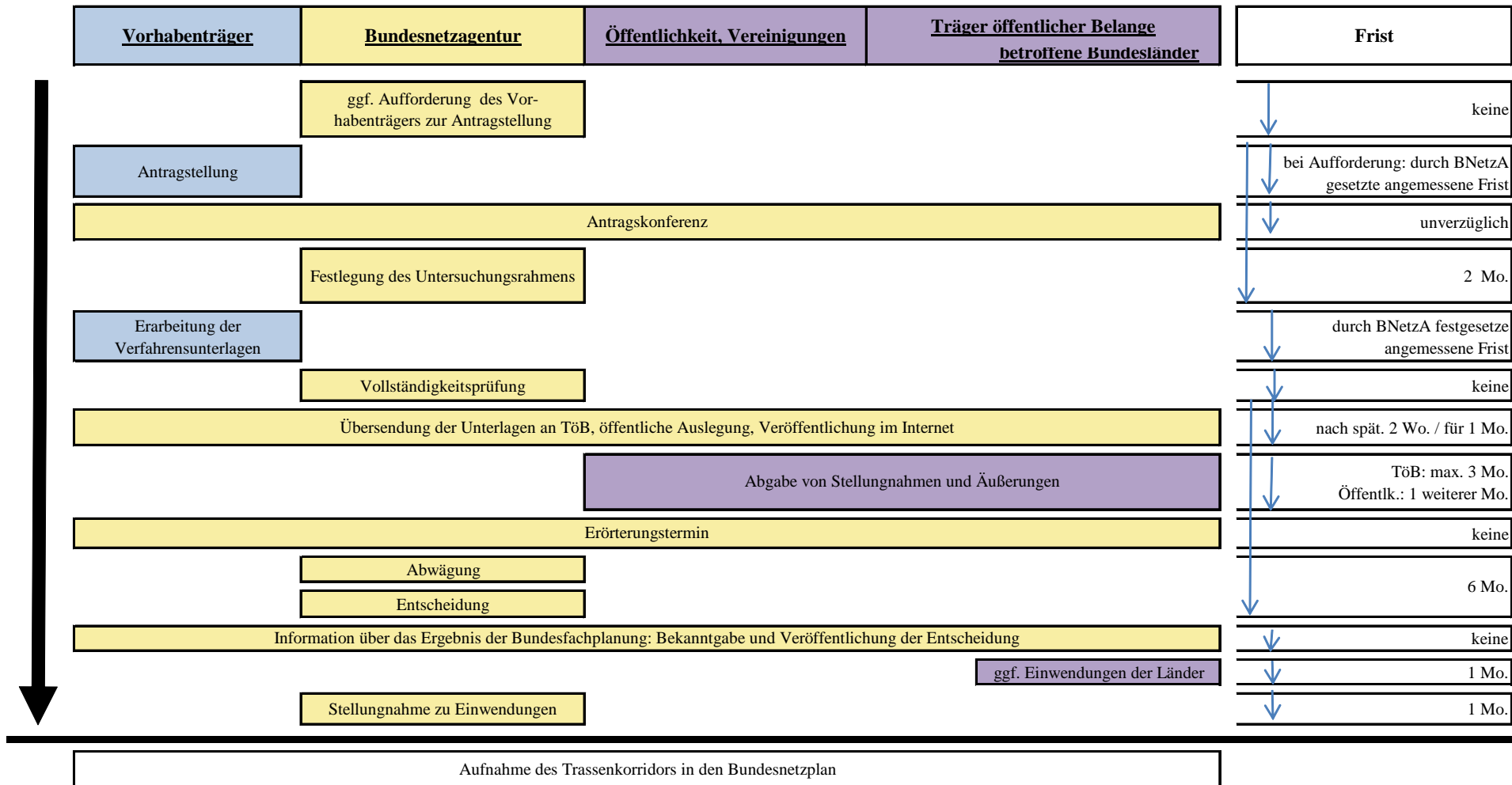
Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

## Regelmäßiger Ablauf eines Raumordnungsverfahrens



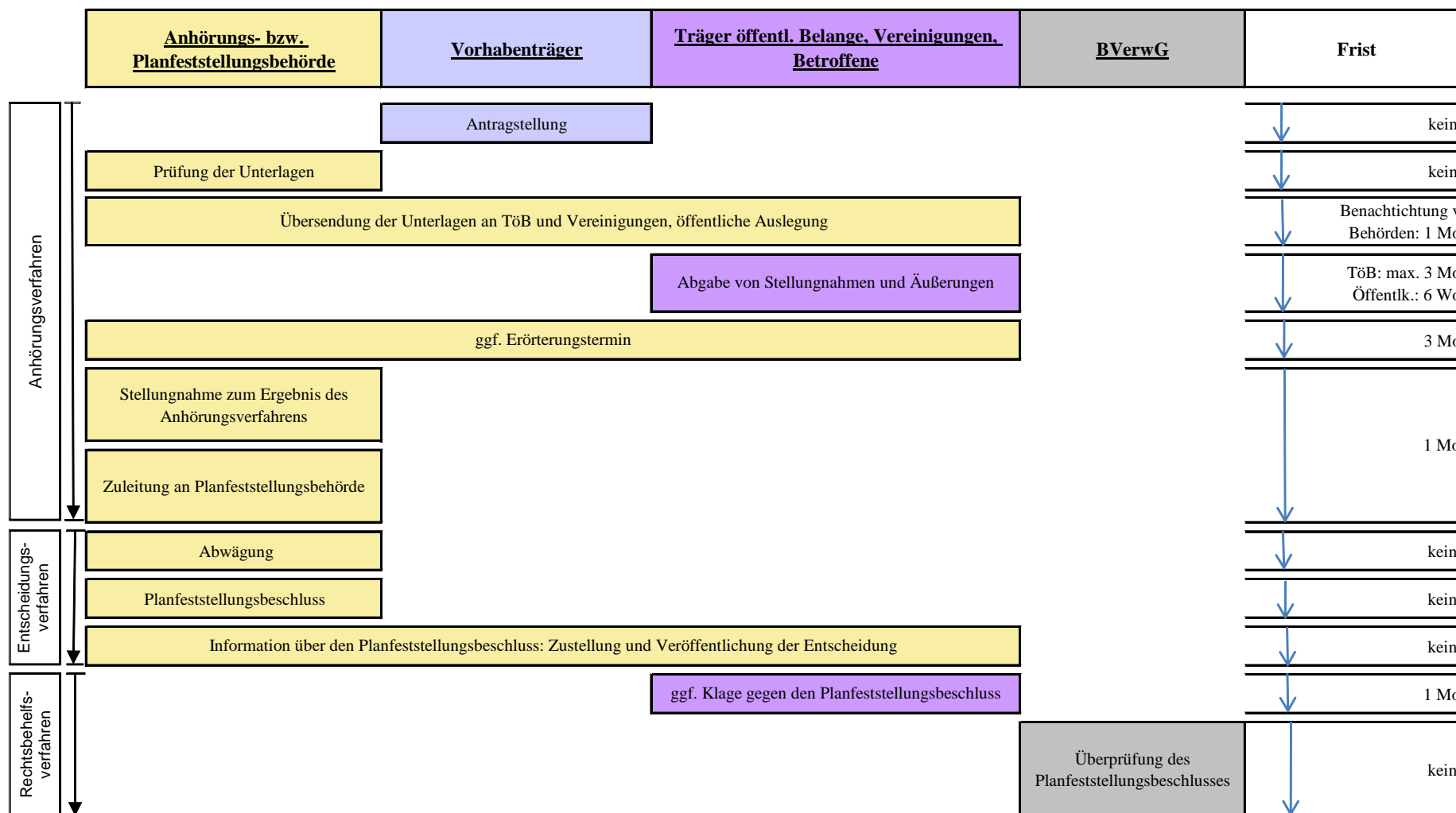
Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

## Ablauf der Bundesfachplanung nach §§ 4 -17 NABEG



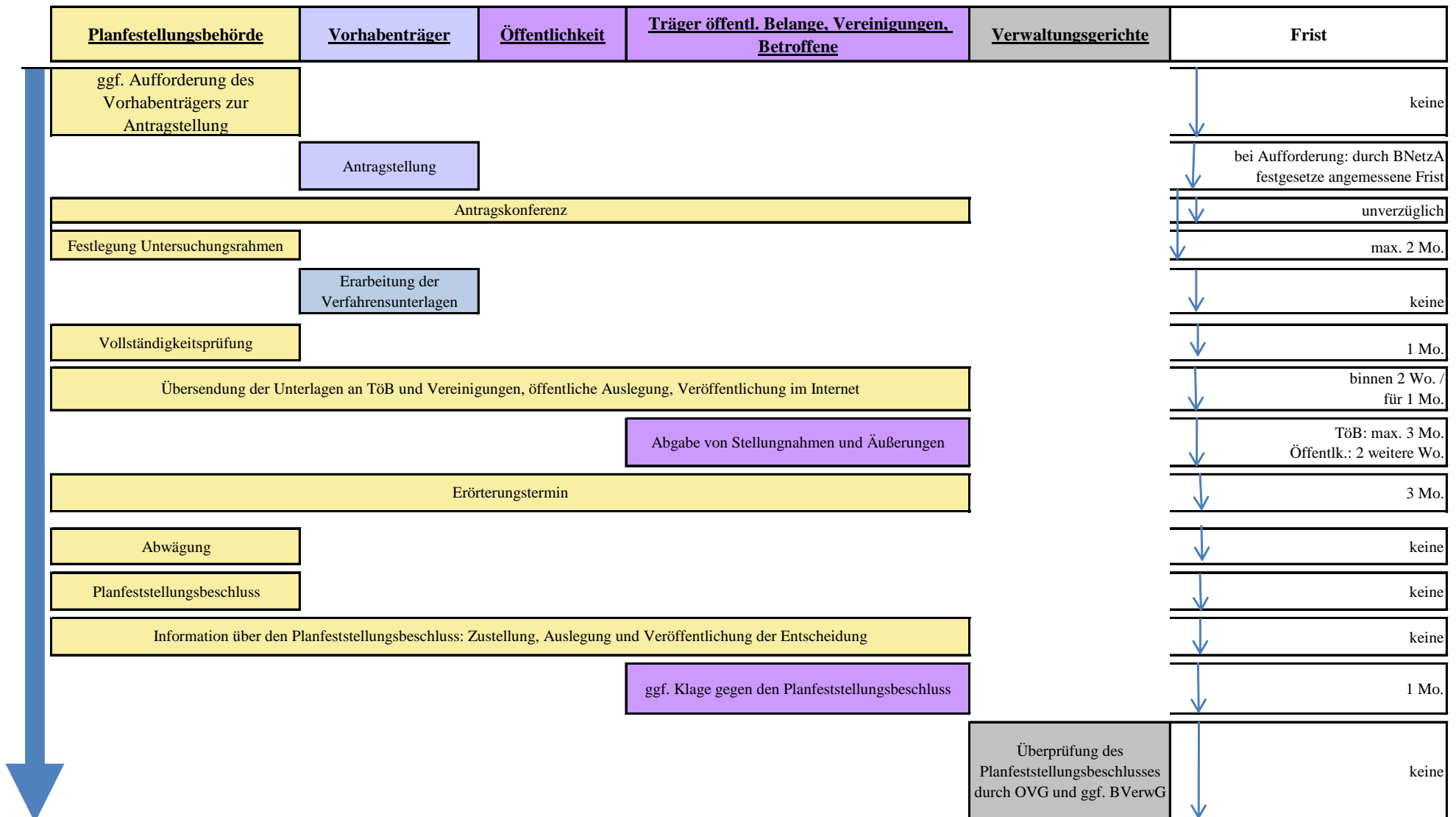
Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

## Regelmäßiger Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für EnLAG-Vorhaben (§§ 43 ff. EnWG, §§ 72 ff. VwVfG)



Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

## Regelmäßiger Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für NABEG-Vorhaben



Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

# Verfahrensübersichten

(Stand: 10/2011)

**Tabelle 1:** Verfahrensübersicht Dörpen West – Niederrhein, niedersächsischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN		
Bezeichnung	Dörpen West – Niederrhein (ursprünglich: Diele – Niederrhein), niedersächsischer Abschnitt	
Verlauf	von Heede bis Landesgrenze Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen	
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH	
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot	
Zuständige Planungsbehörde	Landkreis Emsland	
Zuständige Genehmigungsbehörde	Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr	
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM
Vorbereitungsphase		
	Entscheidung, dass keine Aufnahme der Trasse in das Nds. LROP, sondern ein ROV stattfinden soll	05 / 2007
Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	10 / 2008
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	03 / 2011
	Eröffnung des ROV	04 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010



**Tabelle 2:** Verfahrensübersicht Dörpen West – Niederrhein, nordrhein-westfälischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Dörpen West – Niederrhein (ursprünglich: Diele – Niederrhein), nordrhein-westfälischer Abschnitt
Verlauf	zwischen Landesgrenze Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen und Wesel
Vorhabenträger	Amprion GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Bezirksregierung Münster / Bezirksregierung Düsseldorf
Zuständige Genehmigungsbehörde	Bezirksregierung Münster / Bezirksregierung Düsseldorf
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Vorbereitungsphase	
Einleitung eines ROV abgelehnt	04 / 2008
Planfeststellungsverfahren	
Erarbeitung der Planunterlagen	dauert an für wesentliche Teile der Trasse
Einreichung der Planunterlagen	Ende 2010 für Abschnitt von Lackhausen bis Bredenwinkel Anfang 2011 für Abschnitt von Bredenwinkel bis Borken
Kostengenehmigung	
Antragstellung	06 / 2008
Genehmigung Investitionsbudget	09 / 2009

**Tabelle 3:** Verfahrensübersicht Ganderkesee – St. Hülfe

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Ganderkesee – St. Hülfe
Verlauf	von Ganderkesee nach St. Hülfe
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH

EnLAG		EnLAG-Erdkabel-Pilot	
Zuständige Planungsbehörde		Niedersächsisches Ministerium f. d. ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz – Regierungsvertretung Oldenburg	
Zuständige Genehmigungsbehörde		Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr	
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM	
Raumordnungsverfahren			
	Antragskonferenz	10 / 2003	
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	07 / 2004	
	Eröffnung des ROV	11 / 2004	
	landesplanerische Feststellung	10 / 2006	
	Erarbeitung geänderter Verfahrensunterlagen	Ende 2007 – 04 / 2008, Umplanung nach Nds. Erdkabelgesetz / Nds. LROP	
	Vorstellung Konzept kombinierte Kabel- / Freileitungstrasse	04 / 2008	
	Ergänzung landesplanerische Feststellung	08 / 2008	
Planfeststellungsverfahren			
	Scoping-Termin	01 / 2007	
	Einreichung der Planunterlagen	10 / 2010	
	Eröffnung des PFV	07 / 2011 Klage des Vorhabenträgers vor dem Bundesverwaltungsgericht auf Eröffnung des PFV	
Kostengenehmigung			
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009	
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010	

**Tabelle 4:** Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, bayerischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN		
Bezeichnung	Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, bayerischer Abschnitt	
Verlauf	von Landesgrenze Thüringen / Bayern bis Redwitz	
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH	
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot	
Zuständige Planungsbehörde	Regierung Oberfranken	
Zuständige Genehmigungsbehörde	Regierung Oberfranken	
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	02 / 2006
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	08 / 2007
	Eröffnung des ROV	08 / 2007
	Erörterungstermin	/
	landesplanerische Beurteilung	05 / 2008
Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	in Vorbereitung
	Erarbeitung der Planunterlagen	dauert an
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2009
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010

**Tabelle 5:** Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, thüringischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, thüringischer Abschnitt
Verlauf	von Altenfeld bis Landesgrenze Thüringen / Bayern
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Thüringer Landesverwaltungsamt
Zuständige Genehmigungsbehörde	Thüringer Landesverwaltungsamt
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	05 / 2006, ergänzend 02 / 2007
Einreichung der Verfahrensunterlagen	12 / 2009
Eröffnung des ROV	01 / 2010
	Am 18. Mai 2010 fand im Thüringer Landtag eine ganztägige öffentliche Anhörung zu der geplanten Trasse statt; Tagesordnungspunkt lautete „Feststellung der energiewirtschaftlichen und versorgungsseitigen Notwendigkeit der 380 kV-Südwestkuppelleitung für die Abschnitte Vieselbach - Altenfeld und Altenfeld – Redwitz“.
Erörterungstermin	/
landesplanerische Beurteilung	04 / 2011
Kostengenehmigung	
Antragstellung	k.A.
Genehmigung Investitionsbudget	k.A.

**Tabelle 6:** Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Bad Lauchstädt – Vieselbach, sachsen-anhaltischer / thüringischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Thüringer Strombrücke, Bad Lauchstädt – Vieselbach, s.-a. / thür. Abschnitt
Verlauf	von Bad Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) nach Vieselbach (Thüringen)
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 4
Zuständige Planungsbehörde	Landesverwaltungsamt Sachsen-Anhalt, Thüringer Landesverwaltungsamt
Zuständige Genehmigungsbehörde	Landesverwaltungsamt Sachsen-Anhalt, Thüringer Landesverwaltungsamt
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	08 / 2004
Einreichung der Verfahrensunterlagen	04 / 2005
Eröffnung des ROV	04 / 2005
Erörterungstermin	/
landesplanerische Beurteilung	12 / 2005
Planfeststellungsverfahren	
Scoping-Termin	/
Einreichung der Planunterlagen	02 / 2007
Eröffnung des PFV	03 / 2007
Erörterungstermin	/
Planfeststellungsbeschluss	12 / 2007
Kostengenehmigung	

	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	12 / 2008
	Inbetriebnahme	12 / 2008

**Tabelle 7:** Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Vieselbach -Altenfeld

PROJEKTINFORMATIONEN		
Bezeichnung		Thüringer Strombrücke, Vieselbach – Altenfeld, Thüringen
Verlauf		von Vieselbach bis Altenfeld
Vorhabenträger		50Hertz Transmission GmbH
EnLAG		EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 4
Zuständige Planungsbehörde		Thüringer Landesverwaltungsamt
Zuständige Genehmigungsbehörde		Thüringer Landesverwaltungsamt
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	08 / 2005
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	05 / 2006
	Eröffnung des ROV	05 / 2006
	Erörterungstermin	/
	landesplanerische Beurteilung	03 / 2007
Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	/



	Einreichung der Planunterlagen	07 u. 10 / 2008
	Eröffnung des PFV	02 / 2009
	Einreichung geänderter Planunterlagen	10 / 2010
	Erörterungstermin	05 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	k.A.
	Genehmigung Investitionsbudget	k.A.

**Tabelle 8:** Verfahrensübersicht Uckermarkleitung

PROJEKTINFORMATIONEN		
Bezeichnung		Uckermarkleitung
Verlauf		von Bertikow nach Neuenhagen
Vorhabenträger		50Hertz Transmission GmbH
EnLAG		EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 3
Zuständige Planungsbehörde		Gemeinsame Landesplanungsabteilung der Länder Berlin und Brandenburg
Zuständige Genehmigungsbehörde		Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	05 / 2006
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	10 / 2006
	Eröffnung des ROV	12 / 2006

	Erörterungstermin	/
	landesplanerische Beurteilung	12 / 2007
Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	01 / 2008
	Einreichung der Planunterlagen	06 / 2009
	Eröffnung des PFV	06 / 2010
	Abgabe von Stellungnahmen und Einwendungen	08 – 09 / 2010
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2009

**Tabelle 9:** Verfahrensübersicht Wahle – Mecklar, hessischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Wahle – Mecklar, hessischer Abschnitt
Verlauf	von Hardeggen bis Mecklar
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Regierungspräsidium Kassel
Zuständige Genehmigungsbehörde	Regierungspräsidium Kassel
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	

	Antragskonferenz	10 / 2007
	Eröffnung des ROV	05 / 2010
	Erörterungstermin	04 / 2011
	landesplanerische Beurteilung	08 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010

**Tabelle 10:** Verfahrensübersicht Wahle – Mecklar, niedersächsischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN		
Bezeichnung		Wahle – Mecklar, niedersächsischer Abschnitt
Verlauf		von Wahle bis Hardeggen
Vorhabenträger		TenneT TSO GmbH
EnLAG		EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde		Niedersächsisches Ministerium f. d. ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz – Regierungsvertretung Braunschweig
Zuständige Genehmigungsbehörde		Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	10 / 2007 u. 06 / 2008
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	04 / 2010
	Eröffnung des ROV	05 / 2010

	Erörterungstermin	03 - 04 / 2011
	landesplanerische Feststellung	08 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010

**Tabelle 11:** Verfahrensübersicht Windsammelschiene, mecklenburg-vorpommerscher Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN		
Bezeichnung	Windsammelschiene, mecklenburg-vorpommerscher Abschnitt	
Verlauf	von Landesgrenze S-H / M-V bis Görries	
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH	
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 9	
Zuständige Planungsbehörde	Ministerium für Arbeit, Bau und Landesentwicklung Mecklenburg – Vorpommern	
Zuständige Genehmigungsbehörde	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg – Vorpommern	
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	06 / 2004
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	03 / 2005
	Eröffnung des ROV	04 / 2005
	Erörterungstermin	11 / 2005
	landesplanerische Beurteilung	12 / 2005

Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	02 / 2006
	Einreichung der Planunterlagen	02 bzw. ergänzt 04 / 2007
	Eröffnung des PFV	05 / 2007
	1. Planänderung	05 / 2008
	Erörterungstermin	07 / 2008
	2. Planänderung	08 / 2008
	Planfeststellungsbeschluss	09 / 2009
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2009

**Tabelle 12:** Verfahrensübersicht Windsammelschiene, schleswig-holsteinischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Windsammelschiene, schleswig-holsteinischer Abschnitt
Verlauf	von Krümmel bis Landesgrenze S-H / M-V
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 9
Zuständige Planungsbehörde	Landesplanungsbehörde Innenministerium Schleswig – Holstein
Zuständige Genehmigungsbehörde	Landesbetrieb Straßenbau und Verkehr Schleswig – Holstein
VERFAHRENSPHASE	
ZEITRAUM	

Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	08 / 2004
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	04 / 2005
	Eröffnung des ROV	04 / 2005
	Erörterungstermin	/
	raumordnerische Beurteilung	12 / 2005
Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	05 / 2006
	Einreichung der Planunterlagen	02 / 2007
	Eröffnung des PFV	05 / 2008
	Erörterungstermin	01 – 02 / 2009
	1. Planänderung	02 / 2010
	2. Planänderung	03 / 2011
	Planfeststellungsbeschluss	voraussichtlich 1. Quartal 2012
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2009